

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 130501 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

Дипломная работа

(на правоведения нового вида профессиональной деятельности)

Тема работы
Ремонт участка магистрального трубопровода «Крапивинское месторождение – пос. Пионерный» на участке 28 км. Методом установки ремонтной конструкции.

УДК 622.692.4.07(571.16)

Слушатель

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Т00	Петров В.А.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лунева Е.Е.	к.т.н. доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазин А.А.	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Гуляев М.В.	доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н. доцент		

Томск – 2016 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 130501 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

_____ Рудаченко А.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение дипломной работы

Слушателю:

Группа	ФИО
3-2Т00	Петрову В.А.

Тема работы:

Ремонт участка магистрального трубопровода «Крапивинское месторождение – пос. Пионерный» на участке 28 км. Методом установки ремонтной конструкции.

Утверждена приказом директора (дата, номер)

05.04.2016

№2616/С

Срок сдачи студентом выполненной работы:

09.06 2016

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Трубопровод «Крапивинское месторождение – пос. Пионерный» участок 28 км.. диаметр трубы 630 пабочее давление 0,8 МПа
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	<p>рассмотреть ремонт магистрального нефтепровода методом установки ремонтной конструкции. Изучить природные условия в районе пролегания трубопровода</p> <p>Провести прочностные расчеты, которые включают в себя определения толщины стенки трубопровода, продольные осевые сжимающие напряжения. Провести проверку на предотвращение недопустимых пластических деформаций.</p> <p>В технологической части изучить типы ремонтных конструкций, виды дефектов, которые требуют их установки. Описать монтаж обжимной приварной муфты П2.</p>
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	

Дата выдачи задания на выполнение дипломной работы по линейному графику	
--	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ДОЦЕНТ	Ленева Е.Е..	К.Т.Н		

Задание принял к исполнению слушатель:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Т00	Петров В.А.		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕДИНЕНИЕ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Т00	Петров Валентин Алексеевич

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	Специалист	Направление/специальность	Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов для реконструкции: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Распределение сметной стоимости проведения земляных работ по региону, сведения о заработной плате работников (коллективный договор общества ОАО «Тамснефть» ВНК).
2. Список используемой литературы	<p>1. Горелик, О.М. Производственный менеджмент: принятие и реализация управленческих решений: учебное пособие / О.М. Горелик. – М.: КНОРУС, 2007. – 272 с.</p> <p>2. Половова, Т.А. Менеджмент: учебно-методический комплекс / Т.А. Половова, Е.В. Еременко, Т.В. Гениберг, О.А. Шигаева. – Новосибирск: НГУЭУ, 2008. – 172 с.</p> <p>3. Менеджмент организации: теория и практика: учебное пособие / Л.И. Авдеев, О.К. Казакова, Т.Я. Лошкина и др. – Донецк: ДонНУ, 2002. – 271 с.</p> <p>4. Федеральный закон №223 «О закупках товаров, работ и услуг» от 18.11.2011.</p> <p>5. Организация, нормирование и оплата труда на промышленных предприятиях / Б.М. Генкин – Норма Москва 2003г. – 400с.</p> <p>6. Интернет ресурсы.</p>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения ремонта с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Определить коммерческую эффективность ремонта нефтепровода. Произвести сравнительный анализ методов ремонта.
2. Планирование и формирование бюджета	Определить итоговую стоимости ремонта нефтепровода. Рассчитать заработную плату работников. Рассчитать затраты на работу подрядных организаций и затраты на работу спецтехники.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Вазим Андрей Александрович	к.э.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Т00	Петров Валентин Алексеевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Т00	Петров Валентин Алексеевич

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	Специалист (инженер)	Направление/специальность	«Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования)

Проектируемый магистральный нефтепровод расположен на территории Каргасокского района Томской области, магистральный нефтепровод Каративинское месторождение – пос. Пионерный. Местность заболоченная, равнинная. Климат резко континентальный, с суровой продолжительной зимой и теплым, обильным осадками летом.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p><i>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения</i></p>	<p><i>Вредные факторы:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <i>1. Климатические условия.</i> <i>2. Повышение уровня шума.</i> <i>3. Повышение уровня вибрации.</i> <i>4. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.</i> <i>5. Недостаточная освещенность рабочей зоны.</i> <i>6. Контакт с животными, насекомыми,</i>
<p><i>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <i>1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные)</i> <i>2. Электрическая дуга и искры при сварке</i> <i>3. Взрывоопасность и пожароопасность</i> <i>4. Поражение электрическим током</i>

2. Экологическая безопасность:	<p>При ремонте магистрального нефтепровода воздействия оказывают объекты постоянного и временного назначения.</p> <p>Ремонт магистрального нефтепровода сопровождается:</p> <ul style="list-style-type: none"> - загрязнением атмосферного воздуха; - нарушением гидрогеологического режима; - загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод; - повреждением почвенно-растительного покрова; - изъятием земель;
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Чрезвычайные ситуации при ремонте магистрального нефтепровода могут возникнуть в результате гидравлических испытаниях нефтепровода (разрыв стенки трубопровода).</p>
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	<p>Инструктирование и обучение</p> <ul style="list-style-type: none"> - СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования». - СП 36.13330.2012 «Свод правил. Магистральные трубопроводы». - СП 86.13330.2014. «Свод правил. Магистральные трубопроводы». - ГОСТ 12.0.003-74* «Опасные и вредные факторы». - ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ «Оборудование производственное. Общие требования безопасности». - ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ «Электробезопасность» - ГОСТ 12.1.003-2014 «Шум. Общие требования безопасности». - ГОСТ 12.1.012-2004 «Вибрационная безопасность». - ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность». - ГОСТ 12.2.016.1-91 - 12.2.016.5-91 Система стандартов безопасности труда .Оборудование компрессорное. Общие требования - РД 39-00147105-015-98 «Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов»; - ПУЭ «Правила устройства электроустановок», издание шестое, переработанное и дополненное, с изменениями и отдельные главы седьмого издания»; - РД 39-00147105-015-98 «Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов»;

Задание выдал консультант:

<u>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</u>				
Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович	доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Т00	Петров Валентин Алексеевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа (ВКР) 133 стр., 2 рис., 9 табл., 35 источников, графический материал оформлен в виде презентации Microsoft PowerPoint.

Ремонт участка магистрального трубопровода «Крапивинское месторождение – пос. Пионерный» на участке 28 км. Методом установки ремонтной конструкции

Ключевые слова: надежность, магистральные трубопроводы, муфты, , ремонт, нормативная документация.

Объектом исследования является Ремонт участка магистрального трубопровода Методом установки ремонтной конструкции

Цель работы: Рассмотрение видов ремонта трубопроводов видам ремонтных конструкций и методам их установки.

Большое внимание в работе уделяется безопасности жизнедеятельности и охране окружающей среды.

Дипломная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word 2007 и представлена на диске(в конверте на обороте обложки).

ESSAY

Final qualifying work (WRC), 133 pp. , 2 fig. 9 Table . , 35 sources of graphic material is designed as a Microsoft PowerPoint presentation .

Repair section of the main pipeline " Krapivinskoye - pos . Pioneer " in the area of 28 km . The method of installation of the repair design

Keywords: reliability, pipelines, clutch , repair , normative documents .

The object of this study is to repair the site of the main pipeline construction repair installation method

Objective: Review of the repairs of pipelines repair konmtruktsy types and methods of installation.

Much attention is paid to the safety of life and protection of the environment .

The diploma work is done in a text editor, Microsoft Word 2007 , and is represented on the disk (in an envelope on the back cover) .

Литературный обзор

Основной литературой для написания выпускной квалификационной работы были нормативные документы отраслевые регламенты, ГОСТы, СНиПы, которые четко регламентируют работу при ремонтах трубопроводов.

Наиболее углубленно были изучены отраслевые регламент, где подробно расписаны способы ремонта трубопровода методом установки ремонтной конструкции.

Изучены нормативные документы о проведении земляных работ, что является немаловажным вопросом при проведении ремонтных работ.

Изучены нормативные документы в области охраны окружающей среды, техники безопасности при ремонте и выполнении других работ.

Особое внимание уделялось технической литературе Аварийно-восстановительный ремонт магистральных нефтепроводов под редакцией А.Г. Гумерова. В которой были рассмотрены общие принципы технического обслуживания магистральных нефтепроводов, описаны виды и причины их повреждений. Освещены вопросы организации ремонтно-восстановительной службы. Большое внимание уделено технологии аварийного ремонта нефтепроводов, проложенных в различных условиях, а также техническим средствам, применяемым при ремонте. Приведены мероприятия по охране окружающей среды при аварийном ремонте магистральных нефтепроводов.

Определения и сокращения

В данной работе используются следующие термины с соответствующими определениями

<i>Выборочный ремонт нефтепровода</i>	Локальный ремонт линейной части нефтепровода с целью ликвидации дефектов на ограниченном участке нефтепровода.
<i>Галтельная муфта</i>	Ремонтная муфта для ремонта дефектов поперечных сварных швов, привариваемая к трубе и имеющая специальную полость шириной до 100 мм
<i>Глубина дефекта</i>	Максимальная протяженность дефекта в направлении, перпендикулярном поверхности трубы
<i>Дефект, подлежащий ремонту (ДПР)</i>	Дефекты труб и сварных швов, а также конструктивные элементы и соединительные детали, установленные на магистральных и технологических нефтепроводах, которые не соответствуют требованиям нормативных документов и подлежат устранению
<i>Дефект первоочередного ремонта (ПОР)</i>	Дефект, снижающий несущую способность нефтепровода и подлежащий ремонту в первую очередь. Параметры дефекта определяются настоящим РД
<i>Длина дефекта</i>	Максимальная протяженность дефекта вдоль оси трубы

<i>Дополнительный дефектоскопический кон/прочь (ДДК)</i>	Контроль, проводимый неразрушающими методами с целью уточнения типа и параметров дефекта, обнаруженного ВИП и выявления возможных дополнительных дефектов
<i>Заварка</i>	Ремонт, заключающийся в восстановлении <u>толщины стенки трубы</u> в местах потери металла и сварного шва методом наплавки
<i>Замена участка</i>	Замена дефектного участка нефтепровода длиной более заводской длины трубы на трубы, отвечающие требованиям СНиП 2 05.06-85*
<i>Капитальный ремонт нефтепровода</i>	Плановый ремонт с заменой труб или ремонт стенки, монтажных и заводских сварных швов трубы с заменой изоляционного покрытия нефтепровода
<i>Катушка</i>	Часть трубы длиной не менее диаметра и не более длины заводской секции трубы, ввариваемая в нефтепровод с помощью двух кольцевых стыков или вырезаемая из нефтепровода с помощью двух кольцевых резов.
<i>Композитная муфта</i>	Стальная оболочка, не приваренная к телу трубопровода и заполненная композитным составом. Устанавливается по специальной композитно-муфтовой технологии (КМТ).
<i>Метод временного ремонта нефтепровода</i>	Метод ремонта, восстанавливающий несущую способность дефектного участка нефтепровода на ограниченный период времени
<i>Метод постоянного ремонта нефтепровода</i>	Метод ремонта, восстанавливающий несущую способность дефектного участка нефтепровода до уровня бездефектного участка на все время его дальнейшей эксплуатации.

<i>Муфта с коническими переходами</i>	Необжимная приварная муфта большего диаметра, имеющая конические переходы от цилиндрической части муфты к поверхности трубы
<i>Необжимная приварная муфта</i>	Ремонтная конструкция, имеющая полость длиной более 1 00 мм и привариваемая к трубе с зазором на технологических кольцах
<i>Несущая способность</i>	Максимальное внутреннее давление, которое может выдержать трубопровод без разрушений и отказов при нормативных нагрузках.
<i>Обжимная приварная муфта</i>	Ремонтная конструкция, при установке которой производится обжатие дефектного участка нефтепровода с последующей ее приваркой к трубе.
<i>Ограниченный участок нефтепровода</i>	Участок линейной части нефтепровода длиной до 100 мм.
<i>Околошовная зона</i>	Участок основного металла трубы шириной, равной четырем номинальным толщинам стенки трубы в каждую сторону от края сварного шва.
<i>Ремонтная конструкция Секция, подлежащая ремонту</i>	Конструкция, установленная на нефтепроводе для ремонта дефектов. Трубная секция, содержащая совокупность дефектов ДПР, которая может быть отремонтирована только заменой всей секции
<i>Ширина дефекта (длина по окружности трубы)</i>	Максимальный геометрический размер дефекта по поверхности трубы перпендикулярно ее оси.
<i>Шлифовка</i>	Метод ремонта, заключающийся в снятии в зоне дефекта слоя металла путем шлифования для устранения концентрации напряжений.

Разнотолщинность Наличие в сварном соединении труб разной толщины

В данной работе используются применяются следующие сокращения:

ВИП	- Внутритрубный инспекционный прибор
ВСН	- Ведомственные строительные нормы
ГОСТ	- Государственный стандарт
ДДК	- Дополнительный дефектоскопический контроль
дпр	- Дефект, подлежащий ремонту
ИПТЭР	- Институт проблем транспорта энергоресурсов, г. Уфа
КМТ	- Композитно-муфтовая технология
МН	- Магистральный нефтепровод
НПЗ	- Нефтеперерабатывающий завод
НПС	- Нефтеперекачивающая станция
ОАО МН	- Открытое акционерное общество магистральных нефтепроводов
ОАО	- Инжиниринговая нефтегазовая компания Всероссийский
ВНИИСТ	научно-исследовательский институт по строительству и эксплуатации трубопроводов, объектов ТЭК, г. Москва
ОСТ	- Стандарт отрасли, стандарт организации
ПОР	- Дефект первоочередного ремонта
РД	- Руководящий документ
СНиП	- Строительные нормы и правила
СП	- Свод правил
ЦБПО	- Центральная база производственного обеспечения
D_n	- Номинальный наружный диаметр трубы
t	- Номинальная толщина стенки трубы
H_B	- Глубина вмятины

Н _д	- Допустимая глубина вмятины или сумма выступа и глубины гофра при ремонте по композитно-муфтовой технологии
d	-минимальный измеренный наружный диаметр трубы

Оглавление

Введение	30
1 Общая часть	32
1.1 Основание для разработки проекта	32
1.2 Краткая характеристика района	32
1.3 Климатические и геологические характеристика	33
2 Расчетная часть	42
2.1 Исходные данные	42
2.2 Прочностной расчет	42
3 Технологическая часть	52
3.1 Земляные работы	52
3.1.1 Разработка и обустройство ремонтного котлована	54
3.1.2 Устройство амбара для приема нефти	60
3.1.3 Засыпка ремонтного котлована и амбара	64
3.2 Технология и организация выполнения работ	67
3.2.1 Установка ремонтных конструкций	69
3.2.2. Технология установки приварных муфт	72
3.3 Контроль качества	82
3.3.1 Входной контроль	83
3.3.2 Операционный контроль	84
3.3.3 Контроль качества сварных соединений	89
3.4 Изоляция	93
3.4.1 Требования, предъявляемые к изоляционным покрытиям	93
3.4.3 Изоляционные покрытия на основе полимерных липких лент	99
4 Экономическая часть	102
4.1 Замена сегмента	102
4.1.1 Стоимость материалов	102
4.1.2 Расчет заработной платы	103
4.1.3 Расчёт затрат на работу спецтехники подрядных организаций	110
4.2 Установка ремонтной конструкции П2	112
4.2.1 Стоимость материалов	112

4.2.2 Расчет заработной платы	113
4.2.3 Расчёт затрат на работу спецтехники подрядных организаций	120
5. Социальная ответственность	123
5.1 Производственная безопасность	123
5.1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения.....	123
5.1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения.	129
5.2. Экологическая безопасность.	136
5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	139
5.4. Инструктирование и обучение.	141
5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	153
Заключение.....	155
Список используемой литературы	156

Введение

Трубопроводный транспорт имеет важную экономическую и социальную роль в нашем государстве. Объем транспортируемой по трубопроводам нефти составляет 93 % от общего объема транспортировки.

По многим показателям магистральные нефтепроводы являются уникальными сооружениями, для них установлены нормативные требования.

Одно из основных требований - это высокая надежность, которая должна быть обеспечена экономически выгодными затратами.

Аварии на магистральных трубопроводах наносят не только экономический ущерб из-за потери нефтепродуктов, и нарушения непрерывного процесса производства в смежных отраслях, но также приводят к загрязнениям окружающей среды, пожарам и даже человеческим жертвам.

К магистральным трубопроводам относятся трубопроводы и ответвления (отводы) от них диаметром до 1420мм включительно с избыточным давлением транспортируемого продукта не выше 10 МПа, предназначенные для транспортировки:

нефти из районов ее добычи (от головных перекачивающих насосных станций) до мест потребления (нефтебаз, нефтеперерабатывающих заводов или нефтехимических комплексов, пунктов налива, портов);

нефтепродуктов от мест их производства (нефтеперерабатывающих заводов и нефтехимических комплексов) до мест потребления (нефтебаз, перевалочных баз, пунктов налива, отдельных промышленных предприятий и портов);

товарной продукции в пределах головных и промежуточных газокompрессорных, нефтеперекачивающих насосных станций, станций подземного хранения газа, газораспределительных станций, замерных пунктов.

Нефть из скважин по индивидуальным нефтепроводам поступает на нефтесборные пункты, а оттуда по нефтесборным трубопроводам на головные сооружения – установку комплексной подготовки нефти, на которых она отстаивается, обезвоживается, очищается от различных примесей, отделяется от нефтяного газа и т.д. Отсюда нефть подается на головную насосную станцию, а затем в магистральный нефтепровод. Промежуточными насосными станциями нефть перекачивается до конечной насосной станции, а затем потребителю.

Магистральные нефте- и нефтепродуктопроводы в зависимости от условного диаметра подразделяются на четыре класса:

I - от 1000 до 1400мм

II - от 500 до 1000мм

III - от 300 до 500мм

IV - менее 300мм

1 Общая часть

1.1 Основание для разработки проекта

На основании внутритрубной диагностики были обнаружено потери металла и риски на внутренней поверхности трубы. На основании этого было принято решение установки муфты обжимной приварной с технологическими кольцами П2.

1.2 Краткая характеристика района

Ремонтные работы будут проводиться на двадцать восьмом километре магистрального трубопровода Крапивинское месторождение – поселок Пионерный.

В геоморфологическом отношении данная территория находится на Васюганском структурно-денудационном плато.

Местность в районе проведения работ заселённая, заболоченная. Абсолютные высоты колеблются в пределах от 97 до 102 метров.

Ближайший населенный пункт – пос. Новый Васюган расположен в 30 км на северо-восток.

Областной центр – г. Томск расположен в 580 км на юго-восток. Особенности района являются равнинность рельефа, плоские водоразделы, затрудненный сток воды и большое количество атмосферных осадков, что приводит к еще большему заболачиванию территории.

					Ремонт участка магистрального трубопровода «Крапивинское месторождение – пос. Пионерный» на участке 28 км. Методом установки ремонтной						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат							
Разраб.	Петров В.А.				Общая часть				Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Веревкин А.В									19	133
Консульт.									ТПУ гр.3-2Т00		
Зав. Каф.	РудаченкоА.В.										

1.3 Климатические и геологические характеристика

При проведении ремонтных работ следует учесть такие осложняющие факторы как

– заболачивание территории и развитие торфов. Максимальная глубина болот достигает 5,5 м. Болота по проходимости строительной техникой I типа А, II, III типа А сложены торфами от светло-коричневого до темно-коричневого цвета нормальнозольными сильно разложившимися, среднеразложившимися и слаборазложившимися;

– морозное пучение. Согласно СНиП 22-01-95 по степени опасности морозного пучения территория относится к «опасным». Нормативная глубина сезонного промерзания торфа составляет 0,8 м, глин и суглинков – 2,4 м, супеси – 2,75 м. По относительной деформации морозного пучения минеральные грунты на рассматриваемой территории обладают сильно пучинистыми и чрезмерно пучинистыми свойствами; торф является практически непучинистым грунтом;

– уровень грунтовых вод колеблется на уровне 1,5 – 2,5 м.

Мелимовское месторождение находится на территории Крапивинского региона.

Климатическая характеристика региона, приводится по наблюдениям на метеостанции Майск, при отсутствии данных используются наблюдения по метеостанции Ягыл-Ях (Новый Васюган) и Средний Васюган.

Метеостанция Средний Васюган является опорной для территорий рассматриваемого месторождения и данные наблюдений по ней приводятся по СНиП 23-01-99*. По климатическому районированию для строительства, согласно СНиП 23-01-99*, рассматриваемая территория относится к подрайону IV.

					Общая часть	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Температура воздуха. Средняя многолетняя годовая температура воздуха составляет – минус 1,4 °С. Абсолютная минимальная температура воздуха по данным метеостанции Майск составляет минус 55 °С, по данным метеостанции Средний Васюган – минус 51 °С, абсолютный максимум составляет плюс 37 °С.

Согласно СНиП 23-01-99* (Средний Васюган) температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,98 равна минус 44 °С, обеспеченностью 0,92 – минус 41°С. Температура воздуха наиболее холодных суток обеспеченностью 0,98 равна минус 47 °С, обеспеченностью 0,92 – минус 46 °С.

Продолжительность периода с устойчивыми отрицательными температурами составляет 4 месяца и длится, в среднем, с 12 ноября по 16 марта; с устойчивыми положительными значительно меньше – 3,5 месяца, с 24 мая по 8 сентября. Наблюдается большой перепад температур внутри сезонов и суток, который влияет на изменение других показателей погоды.

Температура почвы. Средняя годовая температура на поверхности почвы составляет 0 °С, максимальная температура на поверхности почвы составляет – 52 °С; минимальная – минус 58 °С. По данным метеостанции Средний Васюган на глубине 0,4 м средняя годовая температура составляет плюс 4,9 °С; на глубине 0,8 м — плюс 5,1 °С; на глубине 1,6 м — плюс 5,2 °С; на глубине 3,2 м — плюс 5,3 °С.

Влажность воздуха, осадки. Относительная влажность воздуха составляет 75 %. Средняя месячная величина её изменяется в течение года от 61 до 82 %. Число дней с относительной влажностью воздуха более 80 % в 13 часов дня составляет 94,7 дня; более 90 % приблизительно 11 дней.

Количество и распространение осадков определяется особенностями общей циркуляции атмосферы. Увлажненность почти целиком зависит от количества влаги, приносимой с запада.

					Общая часть	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Большая часть осадков выпадает с мая по октябрь, зимний сезон отмечается относительной сухостью. Основное количество осадков выпадает в виде дождя в летние месяцы.

Средняя годовая сумма осадков по данным метеостанции Майск составляет 577 мм. Наибольшее количество осадков приходится на летнее время, наименьшее на февраль. Зимой увеличивается число дней с осадками, но уменьшается их суточное количество. В теплый период, с апреля по октябрь, выпадает более 70 % годовой суммы осадков (417 мм), в холодный период (ноябрь – март) – 160 мм. Среднее число дней с осадками равно 182. Суточный максимум 1 % обеспеченности составляет 61 мм, наблюдаемый – 56 мм. Число дней с осадками за теплый период по Среднему Васюгану составляет 78.

Снежный покров. Устойчивый снежный покров, в среднем, наблюдается с 29.10 по 18.04. Крайние даты, самая ранняя и самая поздняя отличаются от средней на 20 дней. На защищенном участке максимальная за зиму высота снежного покрова на 10 - 15 см выше, чем на открытом участке.

По СНиП 2.01.07-85* (с изменением № 2 от 01.07.2003 г.) расчетное значение веса снегового покрова для IV снегового района составляет 240 кгс/м² (2,4 кПа), нормативное значение снеговой нагрузки – 168 кгс/м².

Ветер. Преобладающее направление ветра зимой – южное, юго-западное, юго-восточное. Летом преобладают, в основном, ветры северного, северо-западного, а также западного направления.

В течение года наибольшую повторяемость имеют слабые ветры 0 - 1, 2 - 3 м/с. Однако, максимальные скорости ветра могут достигать 20 - 27 м/с, а порывы ветра до 30 м/с. Средняя годовая скорость ветра – 3,0 м/с.

По СНиП 2.01.07-85* рассматриваемый район относится к I ветровому району, нормативное значение ветрового давления для которого на уровне 10 м над поверхностью земли с повторяемостью 1 раз в 5 лет составляет 23 кгс/м² (0,23 кПа).

					Общая часть	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

По «Правилам устройства электроустановок» (ПУЭ (Правила устройства электроустановок), издание 7, введенное в действие 01.10.2003 г.) рассматриваемая территория находится во II ветровом районе с давлением ветра повторяемостью 1 раз в 25 лет равным 500 Па.

Гололедно-изморозевые и опасные явления. К опасным атмосферным явлениям, которые могут наблюдаться на рассматриваемой территории, относятся гололедно-изморозевые явления, метели, туманы, грозы, град.

Образование гололеда связано с потеплением погоды в холодное время года и выпадением жидких и смешанных осадков. Гололед наблюдается с сентября по май, с максимумом в ноябре и декабре. Максимальные ежегодные значения от 1 до 3 дней. Образование и разрушение гололеда в течение суток зависит от суточного хода температуры воздуха. Температура воздуха при гололеде от 0 °С до минус 7,9 °С. Максимальные отложения льда наиболее часто наблюдаются при температуре от 0 °С до минус 4 °С. Средняя продолжительность обледенения от 4 до 18 часов.

К особо опасным явлениям относится гололед с диаметром отложений более 20 мм, продолжительностью нарастания 15 - 20 часов и общим периодом обледенения до 30 - 50 часов. Толщина стенки гололеда по данным наблюдений метеостанции Майск – 8,4 мм, по метеостанции Ягыл-Ях (Новый Васюган) – 11,4 мм.

По СНиП 2.01.07-85* территория относится ко II району, толщина стенки гололеда повторяемостью 1 раз в 5 лет равна 5 мм.

Согласно ПУЭ (Правила устройства электроустановок, издание 7, введенное в действие 01.10.2003 г.) толщина расчетной стенки гололеда повторяемостью 1 раз в 25 лет для II района составляет 15 мм.

					Общая часть	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Наибольшее распространение на территории Западной Сибири получили изморозевые явления. Изморозь образуется с октября по май, с максимумом в декабре-январе. Образование происходит во второй половине ночи, разрушение в дневные часы.

Благоприятными условиями для образования изморози являются температура воздуха ниже минус 15 °С (75 - 85 % случаев), ветер с преобладающим направлением: юго-западное и южное, и скоростью до 10 м/с (в 60 - 65 % случаев – скорость 0 - 3 м/с). Скорость ветра при максимальной величине отложений льда обычно бывает 2 - 5 м/с.

В Томской области диаметр отложений не превышает 18 - 19 мм. Наиболее часто изморозь наблюдается одновременно с туманом или снегом. Повторяемость их совместного возникновения составляет 80 - 90 %.

Непрерывно туманы сохраняются от нескольких минут до нескольких суток. В холодное полугодие туманы наиболее продолжительны, диапазон температур (максимум повторяемости образования и существования) от минус 36 до минус 44 °С.

Грозы и град наблюдаются с апреля по сентябрь. Среднее за год число дней с грозой составляет 33, с градом – 1,8. Средняя продолжительность грозы 1,9 часа. Средняя продолжительность града 10-20 минут. Рассматриваемый район расположен на площади крупнейшей геоструктуры – Западно-Сибирской плиты с мощной толщей слабодислоцированных осадочных отложений, залегающих на глубоко погруженном палеозойском фундаменте.

В геологическом строении территории на глубину до 15,0 м принимают участие:

- (tQIV) – современные техногенные отложения, представленные насыпным грунтом: песком влажным и глиной тугопластичной.

					Общая часть	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

- (bQIV) – современные озерно-болотные отложения, представленные различными торфами от светло-коричневого до темно-коричневого цвета, сильноразложившимися, среднеразложившимися и слаборазложившимися, которые по своим свойствам, согласно ВСН 26-90, относятся к I типу А, II типу и III типу А.

- (IaN2-QIsmr) – отложения озерно-аллювиальной фации верхнего плиоцена – нижнего плейстоцена (смирновская свита), представленные глинами, суглинками и супесями.

С учётом геологического строения, литологического состава и состояния в толще вскрытых отложений на проектируемом объекте в соответствии с ГОСТ 25100-95, в результате анализа пространственной изменчивости частных значений показателей свойств грунтов, выделено: 10 инженерно-геологических элементов (ИГЭ).

Перечень выделенных ИГЭ и пункты классификации по трудности разработки, согласно таблице 1-1 ФЭР – 2001-01:

- современные озерно-болотные отложения (bQIV):
- торф сильноразложившийся нормальнозольный маловлажный I типа А, 37а. ИГЭ-110;
- торф среднеразложившийся нормальнозольный очень влажный II типа, 37б. ИГЭ-130;
- торф слаборазложившийся нормальнозольный избыточно влажный III типа А, 37б. ИГЭ-140а;
- озерно-аллювиальные отложения (IaN2-QIsmr):
- глина легкая пылеватая тугопластичная, 8а. ИГЭ-230;
- глина легкая пылеватая мягкопластичная, 8а. ИГЭ-240;
- глина легкая пылеватая текучепластичная, 8а. ИГЭ-250;

					Общая часть	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

- глина легкая пылеватая текучепластичная с примесью органических веществ, 8а. ИГЭ-251;
- суглинок тяжелый пылеватый тугопластичный, 35б. ИГЭ-330;
- суглинок тяжелый пылеватый мягкопластичный, 35а. ИГЭ-340;
- супесь песчанистая текучая, 36а. ИГЭ-430.

На рассматриваемой площади из специфических грунтов имеют распространение техногенные и органические грунты.

Техногенные отложения представлены насыпным грунтом – глиной тугопластичной и песком влажным. Насыпным грунтом отсыпаны пересекаемые проектируемой трассой автодороги и валы. Мощность насыпных грунтов изменяется от 0,4 до 2,0 м.

Отсыпка произведена сухим способом с уплотнением.

Органическими грунтами сложены болота. По проходимости строительной техники болота проходимые, труднопроходимые и непроходимые, согласно СНиП III-42-80* (2000). Максимальная глубина болот достигает 5,5 м. Торфа, согласно ВСН 26-90, относятся к I типу А, II типу, III типу А (ИГЭ-110, ИГЭ-130, ИГЭ-140а).

Торф сильноразложившийся нормальнозольный маловлажный I типа А (ИГЭ-110), характеризуется следующими физическими свойствами: плотность при естественной влажности – 1,00 г/см³, в сухом состоянии – 0,168 г/см³, природная влажность – 497,3 %, относительное содержание органического вещества – 86,50 %, степень разложения – 51,4 %. Показатели модуля деформации – 0,31 МПа, сопротивления сдвигу – 0,014 МПа, удельного сцепления – 14,0 кПа. Мощность торфяных отложений изменяется от 0,5 до 4,6 м.

					Общая часть	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Торф среднеразложившийся нормальнозольный очень влажный II типа (ИГЭ-130), характеризуется следующими физическими свойствами: плотность при естественной влажности – 1,02 г/см³, в сухом состоянии – 0,102 г/см³, природная влажность – 905,0 %, относительное содержание органического вещества – 95,20 %, степень разложения – 33,2 %. Показатели модуля деформации – 0,25 МПа, сопротивления сдвигу – 0,007 МПа, удельного сцепления – 7,0 кПа. Мощность торфяных отложений изменяется от 0,5 до 2,5 м.

Торф слаборазложившийся нормально зольный избыточно влажный III типа А (ИГЭ-140а), характеризуется следующими физическими свойствами: плотность при естественной влажности – 1,02 г/см³, в сухом состоянии – 0,071 г/см³, природная влажность – 1328,2 %, относительное содержание органического вещества – 91,0 %, степень разложения – 13,0 %. Показатели модуля деформации – 0,15 МПа, сопротивления сдвигу – 0,0046 МПа, удельного сцепления – 5,0 кПа. Мощность торфяных отложений изменяется от 1,2 до 2,0 м.

Вскрытые торфяные отложения относятся к сильно сжимаемым грунтам.

Торф I типа (ИГЭ-110), как торфяное основание, согласно ВСН 51-3-85, ВСН 2.38-85, относится к типу А, торф II типа (ИГЭ-130) – к типу Б, торф III типа (ИГЭ-140а) – к типу В.

					Общая часть	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

2 Расчетная часть

2.1 Исходные данные

Труба диаметром 630 мм марка стали 09ГСФ, залегает на глубине ,2,5 метра, грунт торф хорошо разложившийся, рабочее давление 0,8 МПа, перекачиваемая среда – товарная нефть.

2.2 Прочностной расчет

Определение толщины стенки трубопровода

Расчетную толщину стенки трубопровода δ , см, следует определять по формуле:

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_n}{2(R_1 + n \cdot P)}; \quad (1)$$

где $n=1,2$ - коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе (СНиП 2.05.06-85*табл. 13);

$P=0,8$ МПа -рабочее давление в трубопроводе;

$DH=0,63$ м — наружный диаметр трубы;

R_1 —расчетное сопротивление растяжению, определяется по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1'' \cdot m_0}{k_1 \cdot k_n}; \quad (2)$$

где $m_0=0,9$ - коэффициент условий работы трубопровода (СНиП 2.05.06-85* табл. 1); $k_1 = 1,55$ - коэффициент надежности по материалу (СНиП 2.05.06-85 * табл. 9); $k_n=1$ - коэффициент надежности по назначению трубопровода, для трубопроводов $D<1000$ мм (СНиП 2.05.06-85* табл. 11);

					Ремонт участка магистрального трубопровода «Крапивинское месторождение – пос. Пионерный» на участке 28 км. Методом установки							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат								
Разраб.		Петров В.А.			Расчетная часть			Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Веревкин А.В.								28	133	
Консульт.								ТПУ гр. 3-2Т00				
Зав. Каф.		Рудаченко										

$R_{1н}$ - нормативное сопротивление растяжению металла труб и сварных соединений, принимается равным минимальному значению временного сопротивления $\sigma_{вр} = 461$ МПа;

$$R_1 = \frac{R_{1н} \cdot m_0}{k_1 \cdot k_n} = \frac{461 \cdot 0,9}{1,55 \cdot 1,0} = 267,68 \text{ МПа} ;$$

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_n}{2 \cdot (R_1 + n \cdot P)} = \frac{1,2 \cdot 0,8 \cdot 0,63}{2 \cdot (267,68 + 1,2 \cdot 0,8)} = 1,13 \approx 2_{мм} .$$

Из сортамента принимаем толщину стенки 8 мм.

При наличии продольных осевых сжимающих напряжений толщину стенки следует определять из условия:

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_n}{2(R_1 \cdot \psi_1 + n \cdot P)} ; \quad (3)$$

где ψ_1 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб, определяемый по формуле:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{npN}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{npN}|}{R_1} ; \quad (4)$$

где σ_{npN} - продольное осевое сжимающее напряжение, МПа, определяемое от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упругопластической работы металла труб, определяется по формуле:

$$\sigma_{npN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{6н}}{2\delta_n} ; \quad (5)$$

					Расчетная часть	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

где $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5}$ град - коэффициент линейного расширения металла трубы;

$E=2,06 \cdot 10^5$ МПа - переменный параметр упругости (модуль Юнга);

$\mu=0,3$ - переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона);

$D_H=630$ мм - диаметр трубы.

Δt - расчетный температурный перепад.

Абсолютное значение максимального положительного или отрицательного температурного перепада определяют по формулам:

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{0,3 \cdot 267,68}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 32,49 \text{ град;} \quad (6)$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1 - \mu) \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{0,7 \cdot 267,68}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 75,80 \text{ град.} \quad (7)$$

К дальнейшему расчету принимаем больший перепад температуры, т.е. 75,80 градусов.

Находим величину продольных осевых сжимающих напряжений:

$$\sigma_{npN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2 \cdot \delta_H} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 75,80 + 0,3 \cdot \frac{1,2 \cdot 0,8 \cdot 0,630}{2 \cdot 0,008} = -176,034 \text{ МПа;}$$

Так как $\sigma_{npN} = -176,322$ МПа – отрицательное значение, это означает, что присутствуют сжимающие напряжения.

Коэффициент, учитывающий 2-х осное напряженное состояние металла:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|-176,034|}{267,68} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|-176,034|}{267,68} = 0,492$$

При наличии продольных напряжений расчетную толщину стенки пересчитывают:

					Расчетная часть	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_n}{2(R_1 \cdot \psi_1 + n \cdot P)} = \frac{1,2 \cdot 0,8 \cdot 0,630}{2 \cdot (0,492 \cdot 0,492 + 1,2 \cdot 0,8)} = 2,28 \text{ мм}$$

толщина стенки принимается равной 8 мм.

Проверка на прочность подземного трубопровода в продольном направлении

Проверку на прочность следует производить из условия:

$$|\sigma_{npN}| \leq \psi_2 \cdot R_1, \quad (8)$$

где σ_{npN} - продольное осевое напряжение, МПа, определяемое от расчетных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{npN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2\delta_n} \quad (9)$$

$$\sigma_{npN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2\delta_n} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 75,80 + 0,3 \cdot \frac{1,2 \cdot 0,8 \cdot 0,614}{2 \cdot 0,008} = -176,322$$

ψ_2 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ($\sigma_{npN} > 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{npN} < 0$) определяемый по формуле:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кц}}{R_1}, \quad (10)$$

где $\sigma_{кц}$ - кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, МПа, определяемые по формуле:

$$\sigma_{\kappa\varrho} = \frac{n \cdot P \cdot D_{6H}}{2 \cdot \delta_H} = \frac{1,2 \cdot 0,8 \cdot 0,614}{2 \cdot 0,008} = 36,84 \text{ МПа;} \quad (11)$$

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{\kappa\kappa}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{\kappa\kappa}}{R_1} = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{36,84}{267,68} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{36,84}{267,68} = 0,924$$

$$\psi_2 \cdot R_1 = 0,924 \cdot 267,68 = 247,349$$

Условие прочности трубопровода в продольном направлении выполняется.

$$|-176,322| \leq 247,349$$

Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций подземных трубопроводов проверку необходимо производить по условиям:

$$|\sigma_{np}^H| \leq \psi_3 \cdot \frac{m_0}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^H; \quad (12)$$

$$\sigma_{\kappa\kappa}^H \leq \frac{m_0}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^H; \quad (13)$$

где σ_{np} - максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, МПа;

ψ_3 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих продольных напряжениях ($\sigma_{np} > 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{np} < 0$) определяемый по формуле:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{\kappa\kappa}^H}{\frac{m_0}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^H} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{\kappa\kappa}^H}{\frac{m_0}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^H}; \quad (14)$$

					Расчетная часть	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

где $R_{2н}$ - нормативное сопротивление сжатию металла труб и сварных соединений, принимается равным минимальному значению предела текучести $\sigma_{тек} = 325$ МПа;

$\sigma_{кцн}$ - кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, МПа, определяемые по формуле:

$$\sigma_{кц}^н = \frac{P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_n} = \frac{0,8 \cdot 0,614}{2 \cdot 0,008} = 30,7 \text{ МПа.} \quad (15)$$

Максимальные суммарные продольные напряжения $\sigma_{прн}$ определяются от всех (с учетом их сочетания) нормативных нагрузок и воздействий с учетом поперечных и продольных перемещений трубопровода в соответствии с правилами строительной механики. В частности, для прямолинейных и упруго-изогнутых участков трубопровода при отсутствии продольных и поперечных перемещений трубопровода, просадок и пучения грунта максимальные суммарные продольные перемещения от нормативных нагрузок и воздействий - внутреннего давления, температурного перепада и упругого изгиба определяются по формуле:

$$\sigma_{пр}^н = \mu \cdot \sigma_{кц}^н - \alpha \cdot E \cdot \Delta t \pm \frac{E \cdot D_n}{2 \cdot \rho} ; \quad (16)$$

где $\rho = 500$ м - минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода.

$$\sigma_{пр1}^н = 0,3 \cdot 30,7 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 75,80 + \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,630}{2 \cdot 600} = -68,17 \text{ МПа;}$$

$$\sigma_{пр2}^н = 0,3 \cdot 30,7 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 75,80 - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,630}{2 \cdot 600} = -284,47 \text{ МПа.}$$

					Расчетная часть	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Проверку выполняем по наибольшему по абсолютному значению продольным напряжениям $\sigma_{пр2н} = -284,47$ МПа.

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{30,7}{\frac{0,9}{0,9 \cdot 1,0} \cdot 325} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{30,7}{\frac{0,9}{0,9 \cdot 1,0} \cdot 325} = 0,949$$

$$\psi_3 \cdot \frac{m_0}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2'' = 0,949 \cdot \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,0} \cdot 325 = 308,56 \text{ МПа;}$$

$$|-284,47| \leq 308,56$$

$$\frac{m_0}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2'' = \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,0} \cdot 325 = 325 \text{ МПа;}$$

$$|30,7| \leq 325$$

Условия прочности трубопровода на предотвращение недопустимых пластических деформаций выполняются.

					Расчетная часть	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

3 Технологическая часть

3.1 Земляные работы

Земляные работы при проведении ремонта магистральных нефтепроводов проводятся в соответствии с требованиями указанными СНиП 3.02.01-87 Земляные сооружения, основания и фундаменты, РД 153-39.4-056-00 Правила технической эксплуатации МН, Правил охраны магистральных трубопроводов, ВСН 31-81 Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов, РД 39-00147105-015-98 Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов, Регламента организации производства ремонтных и строительных работ на объектах МН.

Земляные работы включают в себя:

- оформление разрешительной документации и отвода земли, согласование ведения земляных работ с владельцами коммуникаций, находящихся в одном техническом коридоре или пересекающихся с МН;
- обозначение трассы нефтепровода и прочих подземных коммуникаций в мот-же техническом коридоре;
- подготовка площадки для производства ремонтных работ, вспомогательных площадок;
- создание проездов для движения техники не ближе 10 м к оси нефтепровода;

					Ремонт участка магистрального трубопровода «Крапивинское месторождение – пос. Пионерный» на участке 28 км. Методом установки										
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	Технологическа часть					Лит.	Лист	Листов			
Разраб.		Петров В.А.											35	133	
Руковод.		Вережкин А.В.								ТПУ гр. 3-2Т00					
Консульт.															
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.													

- прокладка переездов через нефтепровод из железобетонных дорожных плит;
- разработка и обустройство ремонтного котлована;
- планировка земли на трассе прохождения временных трубопроводов для откачки-закачки нефти;
- создание амбаров для размещения откачиваемой нефти из нефтепровода на ремонтируемом участке;
- засыпка ремонтного котлована и приямков;
- рекультивация земель на месте проведения ремонтных работ и сдача их землепользователям или землевладельцам с оформлением акта.

Перед началом земляных работ проводят уточнение и обозначение знаками ось прохождения, фактическая глубина залегания ремонтируемого нефтепровода, места пересечений с подземными коммуникациями, естественными и искусственными препятствиями, вершины углов поворота. Обозначение трассы производится в границах производства работ (движения техники, вскрытия трубопровода, устройства амбара, прокладки полевого трубопровода) опознавательными знаками (щитами с надписями-указателями), высотой 1,5... 2,0 м, с указанием фактической глубины залегания, установленных на прямых участках трассы через каждые 50 м, а при неровностях рельефа - через 25 м. Места расположения подземных сооружений сторонних предприятий должны быть обозначены вешками высотой 1,5... 2,0 м через каждые 10 м на прямых участках трассы, у всех точек отклонений от прямолинейной оси трассы более чем на 0,5 м, на всех поворотах трассы, а также на границах ручной разработки грунта. В месте пересечения нефтепровода с коммуникациями сторонних организаций должны быть поставлены знаки, содержащие информацию о глубине их заложения.

					Технологическая часть	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Так же, опознавательные знаки устанавливают в опасных местах (заболоченных, со слабой несущей способностью грунта и т.п.).

В местах пересечения трассы нефтепровода с действующими подземными коммуникациями запрещена выработка грунта механизированным с пособием, на расстоянии менее 2 м по горизонтали и 1 м по вертикали. Остатки грунта разрабатывают вручную. Работы проводятся в присутствии представителей владельцев коммуникаций.

Запрещается отвал грунта на действующий трубопровод.

При обнаружении на месте проведения работ подземного сооружения, не отобранного в технической документации, работы немедленно приостанавливаются до выяснения владельца коммуникаций и согласования с ним порядка проведения работ.

Земляные работы начинают со снятия плодородного слоя грунта и перемещают его в отвалы для временного хранения. Минимальная ширина полосы снятия плодородного слоя должна быть равна ширине котлована или амбара по верху плюс 0,5 м в каждую сторону, при толщине плодородного слоя менее 100 мм допускается вести земляные работы без его снятия.

Перемещение, хранение и восстановление плодородного слоя выполняются методами, исключаящими его потерю, а также снижение его качества.

3.1.1 Разработка и обустройство ремонтного котлована

Перед началом работы по разработке ремонтного котлована определяется место вскрытия трубопровода, уточняются размеры ремонтного котлована, производится разбивка границ котлована по принятым размерам относительно оси трубопровода, определяется по исполнительной документации, паспорту на МН, материалам диагностики наличие на участке работ приварных соединений, которые должны быть вскрыты вручную.

					Технологическая часть	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Разработка котлована осуществляется экскаваторами. Для исключения повреждений трубопровода ковшом экскаватора минимальное расстояние между образующей трубопровода и ковшом экскаватора должно быть не меньше 0,20 м. Разработка оставшегося грунта проводится вручную, не допуская ударов по трубе.

Длину котлована рассчитывают по формуле:

$$L = l + (2 - 3) \text{ м,}$$

где l - длина ремонтируемого участка нефтепровода (м), но не менее диаметра нефтепровода, при этом расстояние от конца ремонтируемого участка до прилегающей торцевой стенки котлована должно быть не менее 1 - 1,5 м.

Ширина котлована определяют из условия обеспечения расстояния между трубой и стенками котлована не меньше 1,5 м.

Запрещена разработка ремонтного котлована без откосов, при разработке котлована глубиной до 1,5 м должна быть обеспечена крутизна откосов не менее 1: 0,25. При разработке котлована глубиной 1,5 м и более крутизна откосов должна соответствовать, величинам, указанным в табл. 3.1 или 3.

					Технологическая часть	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Таблица 3.1

Допустимая крутизна откосов траншеи и ремонтного котлована

Вид грунта	Глубина траншеи, котлована, м					
	до 1,5		1,5...3,0		3,0...5,0	
	Угол откоса, град.	Уклон	Угол откоса, град.	Уклон	Угол откоса, град.	Уклон
Насыпной	56	1:0,67	45	1:1,00	38	1:1,25
Песчаные и гравийные	63	1:0,50	45	1:1,00	45	1:1,00
Супесь	76	1:0,25	56	1:0,67	50	1:0,85
Суглинок	76	1:0,25	63	1:0,50	53	1:0,75
Глина	76	1:0,25	76	1:0,25	63	1:0,50
Лессовидный сухой	76	1:0,25	63	1:0,50	63	1:0,50

Таблица 3.2

Допустимая крутизна откосов для торфа

Тип болот	Крутизна откосов для торфа	
	слабо разложившегося	хорошо разложившегося
I	1 : 0,75	1 : 1
II	1 : 1	1 : 1,25
III (Сильно обводненных)	-	По проекту

Расстояние от нижней образующей трубы до дна котлована должно быть не менее 0,6 м.

Отвал грунта, извлеченного из котлована устраивают на расстоянии не менее 1 м от края котлована.

Разработку ремонтного котлована в местах с высоким уровнем грунтовых вод необходимо осуществлять с понижением уровня воды способами открытого водоотлива, дренажа. Для водоотлива в котловане должен быть устроен приямок, размерами $1,0 \times 1,0$ м или дренажная канава сечением $1,0 \times 0,5$ м,

закрываемые настилом, металлической или деревянной решеткой. Решетка должна иметь размеры ячеек, обеспечивающие безопасные условия при выполнении ремонтных работ в котловане. Ремонтный котлован подготавливается по мере откачки и понижения уровня грунтовых вод.

Для обеспечения спуска и быстрого выхода рабочих, котлован оборудуется инвентарными приставными лестницами, ширина которых должна быть не менее 75 см, длина не менее 1,25 глубины котлована, из расчета по две лестницы на каждой стороне торца котлована. Котлован оборудуется освещением для работ в темное время суток, допускает установка светильников только во взрывозащищенном исполнении.

На болотах I и II типа ремонтный котлован может быть сооружен одним из способов:

- с креплением стенок котлована;
- комбинированным методом - с креплением стенок котлована и устройством дренажного отвода воды.

Стенки ремонтного котлована укрепляются деревянными или металлическими шпунтами, шпунтами из профилированной стали, сваями или другими средствами.

Погружение шпунтов может проводиться:

- забивкой механизированным способом с применением ручной электротрамбовки, вибропогружателя, вибромолотов, гидромолотов;
- размывом болотной массы на месте погружения шпунтов до минерального грунта с применением гидромониторов, поливочных машин и других технических средств, которые обеспечивают подачу воды под давлением. После этого должна осуществляться добивка шпунтов.

Вокруг котлована следует создавать обвалование для предотвращения перетока болотной массы и поверхностных вод.

Перечень оборудования и приспособлений, необходимых для проведения работ по погружению шпунта, зависит от принятого метода и указывается в ППР.

На болотах I и II типов, где затруднена откачка воды и болотной массы из котлована, должны применяться ремонтные герметичные камеры (РГК).

Земляные работы на болотах I типа должны осуществляться одноковшовыми экскаваторами на базе болотохода или обычными гусеничными экскаваторами с применением перекидных сланей или щитов.

На болотах II типа - специальными болотными экскаваторами или обычными экскаваторами на понтонах, на болотах III типа - экскаваторами на понтонах.

3.1.2 Устройство амбара для приема нефти

Амбары, которые являются специально подготовленными с ооружениями, предназначены для временного хранения (на период вы полнения работ) откачанной из ремонтируемого участка нефти. После завершения работ по врезке «катушки» или подключения вновь смонтированного участка нефть из амбаров должна быть закачена обратно в нефтепровод или вывезена на ближайшую НПС для закачки в нефтепровод.

Освобождение амбаров от нефти, засыпка и рекультивация земель, нарушенных при их сооружении, должны быть выполнены в сроки, указанные в табл. 3.3 . Сроки ликвидации амбаров зависят от объема и занимаемой ими площади.

					Технологическая часть	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Таблица 3.3

Сроки ликвидации амбаров и рекультивации земли

№ п/п	Суммарный объем амбара, м3	Сроки окончания плановых работ	
		Освобождения амбара от нефти после завершения плановых работ, (сутки)	Засыпка и рекультивация*, (сутки)
1	до 2000	1,0	2,0
2	2000-5000	2,0	3,0
3	5000-20000	3,0	4,0
4	20000-30000	4,0	5,0

Рекультивация земли в ликвидированных зимой амбарах осуществляется в летнее время по письменному согласованию с землевладельцем, но не позднее сроков, указанных в документах на землеотвод.

Амбары могут быть заглубленными (рис. 3.1) и наземными (рис. 3.2).

Амбары для сбора нефти в заболоченных местах разрабатываются за пределами болота, на твердом грунте.

Амбары для сбора нефти в скальных грунтах разрабатываются после предварительного рыхления скального грунта механическим или буровзрывным способом.

До начала разработки амбара проводят геодезическую разбивку места размещения амбара, с учетом безопасных расстояний до сооружений и коммуникаций. Для создания амбара необходимо использовать рельеф местности (овраги, балки).

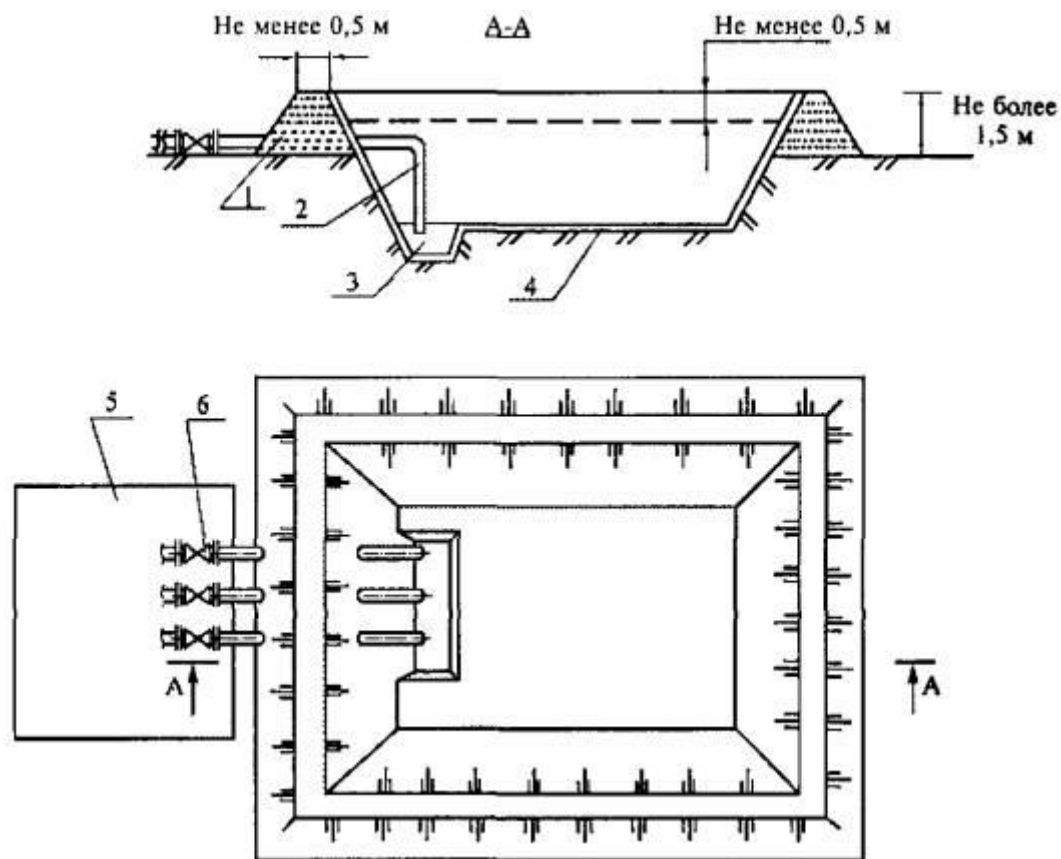


Рис. 3.1. Схема заглубленного амбара:

1 - земляной вал; 2 - приемно-раздаточный трубопровод Ду 150-200 мм; 3 - приямок; 4 - герметизирующий слой; 5 - площадка для размещения подпорных насосов; 6 - задвижка Ду 150-200 мм

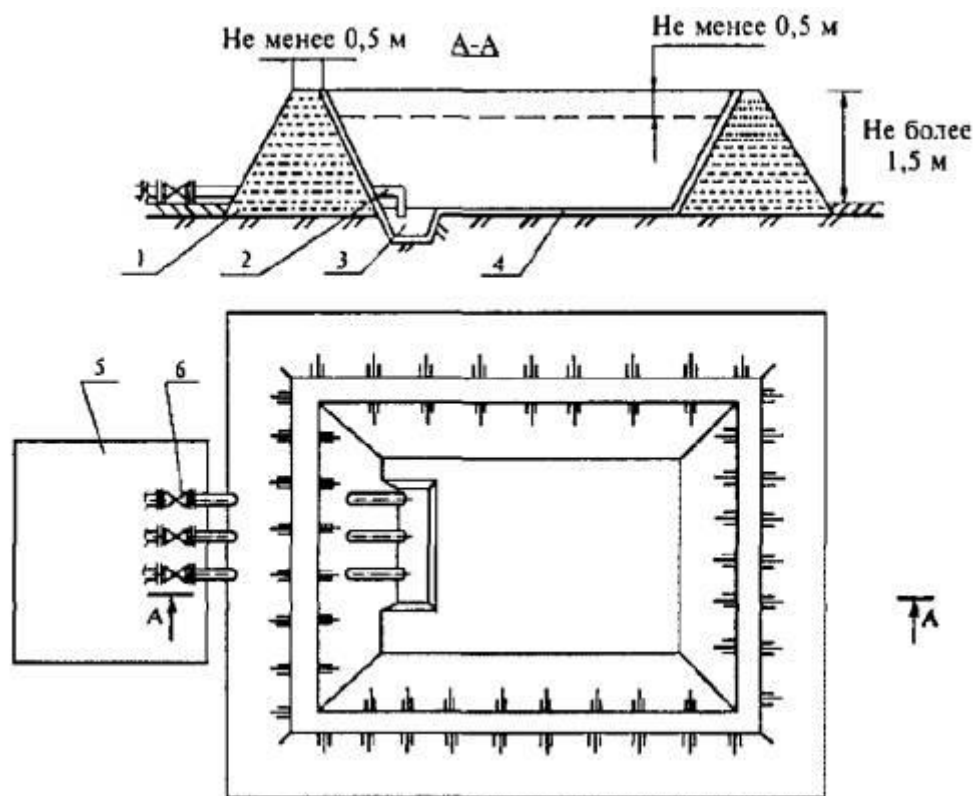


Рис. 3.2. Схема наземного амбара:

1 - земляной вал; 2 - приемо-раздаточный трубопровод Ду 150-2 00 мм; 3 - приямок; 4 - герметизирующий слой; 5 - площадка для размещения подпорных насосов; 6 - задвижка Ду 150-2 00 мм

Расстояние от амбара для нефти до ремонтного котлована должно быть не менее 100 м (при температуре воздуха ниже минус 10 °С допускается это расстояние уменьшить до 50 м).

По периметру амбара устраивается земляной вал из уплотненной глины. Высота земляного вала по периметру амбара не должна превышать 1,5 м, ширина вала по верху должна быть не менее 0,5 м, крутизна откосов должна быть не более 45°. В нижней части амбара необходимо устраивать приямок. Размеры и емкость амбара рассчитываются исходя из объема откачиваемой нефти, но на заполнение не выше 1 м от верха обвалования (стенки). Площадь амбара не должна превышать 15 00 м². Дно и стенки земляного амбара должны иметь гидроизоляцию. В качестве гидроизоляции применяется слой глины

(толщиной не менее 0,2 м с уплотнением механизированным способом, катком, вручную) или нефтестойкие полимерные пленки.

Для приема и откачки нефти земляные амбары должны быть оборудованы приемо-раздаточными трубопроводами с Ду не меньше 150 мм, которые должны быть расположены в нижней части обвалования и иметь отвод для спуска в приямок котлована ниже его дна.

Амбары должны иметь по всему периметру ограждение и предупредительные аншлаги «Огнеопасно!», «Проход, проезд и въезд запрещен!».

Запрещается нахождение техники, людей и ведение огневых работ на расстоянии менее 100 м от амбара. В зимнее время при температуре воздуха ниже минус 10 °С допускается это расстояние уменьшить до 50 м.

При невозможности расположения амбара для приема и хранения нефти при освобождении трубопровода далее 100 м от места врезки, дорог, возможного движения техники, [зеркало](#) нефти, находящейся в амбаре с площадью 1000 м² и более, должно быть покрыто специальным составом для предотвращения испарения.

После завершения ремонтных работ и откачки нефти из амбара, необходимо провести зачистку амбара от загрязненного грунта. Зачистка проводится бульдозером на глубину пропитки грунта нефтью. Загрязненный грунт необходимо вывезти для дальнейшей переработки и утилизации (регенерации) или для захоронения в специально отведенные места, согласованные с экологической инспектирующей организацией.

3.1.3 Засыпка ремонтного котлована и амбара

После завершения ремонтных работ, откачки и уборки нефти, восстановления устройств электрохимзащиты производится засыпка ремонтного котлована, приямков минеральным грунтом. Засыпка выполняется бульдозерами, допускается использование экскаваторов и других технических средств.

					Технологическая часть	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Запрещается использование плодородного слоя почвы для устройства обвалований амбара и засыпки амбара и котлована после окончания работ.

Перед засыпкой траншей, ремонтного котлована в скальных, щебенистых, а также сухих комковатых и мерзлых грунтах, необходимо выполнять подсыпку под и над трубопроводом мягким грунтом, толщиной не менее 20 см, произвести подбивку и трамбовку грунта.

Окончательная засыпка трубопровода, амбара для сбора нефти проводится минеральным грунтом из отвалов, находящихся с одной или с обеих сторон котлована, амбара. Засыпка нефтепровода должна выполняться с образованием валика высотой до 20 см. По ширине валик должен перекрывать земляное сооружение (траншею, амбар) не менее чем на 0,5 м в каждую сторону.

Траншеи в местах пересечений с подземными коммуникациями должны засыпаться слоями не более 0,1 м с тщательным ручным трамбованием.

Засыпку земляных сооружений следует производить рыхлым грунтом с послойным уплотнением.

Процесс восстановления земель, нарушенных и загрязненных при ремонтных работах, включает:

- удаление загрязненного нефтью слоя грунта;
- засыпку котлована минеральным грунтом;
- рекультивацию земель (технический и биологический этапы).

На участок, подлежащий рекультивации, по окончании ремонтных работ следует нанести и спланировать плодородный слой грунта.

После засыпки котлована и рекультивации земли, отведенная площадь по акту сдается землевладельцу или землепользователю не позднее срока, указанного в документах по отводу земли

					Технологическая часть	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Работы по рекультивации земель, поврежденных и загрязненных в результате аварий и ремонтных работ, и передача рекультивированных участков землепользователям должны проводиться согласно требованиям РД 39-00147105-006-97 и [Технологического Регламента](#) по рекультивации нефтезагрязненных земель и утилизации нефтешламов в дочерних акционерных обществах.

При проведении земляных работ запрещается:

- проводить работы без оформления разрешительных документов в соответствии с требованиями нормативных документов, указанными в п.п. 2.1, 2.2, разделе 15 настоящего Регламента;
- начинать работы без наличия устойчивой двухсторонней связи с диспетчером РНУ (УМН);
- проводить земляные работы в отсутствие ответственного за производство работ;
- находиться людям ближе 5 м от зоны максимального движения ковша работающего экскаватора;
- проводить работы при отсутствии ограждений и [знаков безопасности](#), в ночное время - световых сигналов в местах перехода людей и проезда транспортных средств;
- проезд техники по бровке котлована, траншеи;
- выдвигать нож отвала бульдозера за бровку откоса;
- приближаться гусеницами бульдозера к бровке свежей насыпи ближе 1 м;
- использовать [ударный инструмент](#) (кирки, ломы, пневмоинструмент) при обнаружении в местах разработки котлована, траншеи электрокабелей, газопроводов, магистральных трубопроводов;
- удерживать клинья руками при разработке мерзлого грунта кувалдами;

					Технологическая часть	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

- находиться людям в котловане, траншее при появлении продольных трещин в стенках;

- сооружать из песка обвалование или стенки при подготовке специальных земляных амбаров для задержания или временного хранения нефти.

3.2 Технология и организация выполнения работ

Перед началом проведения работ по ремонту магистрального нефтепровода заваркой и установкой ремонтных конструкций нужно выполнить комплекс организационно-технических мероприятий, в том числе:

- назначить лиц, ответственных за качественное и безопасное выполнение работ, а также их контроль и качество выполнения;
- провести инструктаж членов бригады по технике безопасности;
- доставить в зону производства работ необходимые машины, механизмы и инвентарь;
- устроить временные проезды и подъезды к месту производства работ;
- обеспечить связь для оперативно-диспетчерского управления производством работ;
- установить временные инвентарные бытовые помещения для хранения строительных материалов, инструмента, инвентаря, обогрева рабочих, приёма пищи, сушки и хранения рабочей одежды, санузлов и т.п.;
- обеспечить рабочих инструментами и средствами индивидуальной защиты;
- подготовить места для складирования материалов, инвентаря и другого необходимого оборудования;

					Технологическая часть	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

- обеспечить строительную площадку противопожарным инвентарем и средствами сигнализации;
- оградить зону проведения работ, вывесить предупредительные плакаты и знаки;
- составить акт о готовности объекта к производству работ;
- получить разрешения на производство работ у технадзора Заказчика.

Проведение работ по ремонту дефектов магистрального трубопровода заваркой и установкой ремонтных конструкций в трассовых условиях во время дождя и снегопада допускается только при условии защиты изолируемой поверхности от попадания влаги.

Ремонты нефтепроводов заваркой и установкой ремонтных конструкций относятся к постоянным видам ремонта, т.е. позволяют восстановить несущую способность дефектного участка до уровня бездефектного на все время его дальнейшей эксплуатации.

Ремонт методом заварки проводится без остановки перекачки нефти.

Ремонтные муфты монтируются на действующем нефтепроводе как при остановке, так и без остановки перекачки.

Устранение дефектов при капитальном ремонте выполняется при давлении в нефтепроводе не выше 2,5 МПа.

Перед ремонтом дефектов магистрального трубопровода заваркой и установкой ремонтных конструкций, должны быть выполнены следующие подготовительные работы:

					Технологическая часть	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

- установить места ремонта нефтепровода;
- очистка ветошью мест повреждения от снега, грязи, пыли и грязи, а также от рваных частей полимерной ленты;
- размещение на площадке необходимого количества основных и вспомогательных материалов, стандартного и нестандартного оборудования и механизмов;
- подготовка ремонтных материалов.

Поверхность трубопровода должна быть очищена от старой изоляции, грязи, ржавчины, пыли, земли и наледи, а также обезжирена от копоти и масла, срезав острые выступы, задиры, заусенцы, закруглив края повреждённого покрытия по всему периметру и осушена

3.2.1 Установка ремонтных конструкций

Ремонтные конструкции делятся на два вида:

- для постоянного ремонта;
- временного ремонта.

Конструкции для постоянного ремонта позволяют восстановить трубопровод на все время его дальнейшей эксплуатации. К этому виду конструкций относятся композитная муфта, обжимная приварная муфта, несколько типов галтельных муфт и приварной патрубков с эллиптическим днищем.


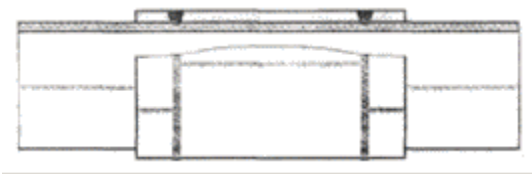
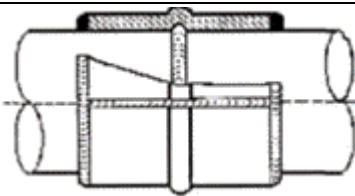
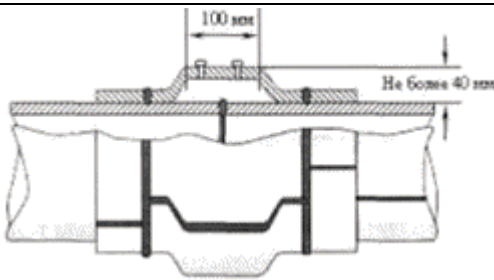
К конструкциям для временного ремонта относятся приварная необжимная муфта и приварная муфта с коническими переходами. Муфты этого типа разрешается применять для аварийного ремонта с последующей заменой на постоянные конструкции.

Муфты должны быть изготовлены в заводских условиях, в условиях центральных баз или ремонтных участков в соответствии с утвержденными техническими условиями.

					Технологическая часть	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

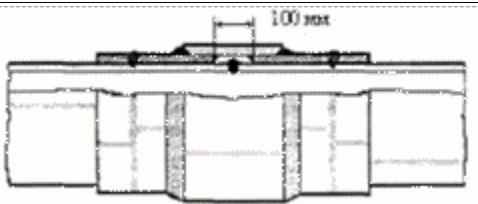
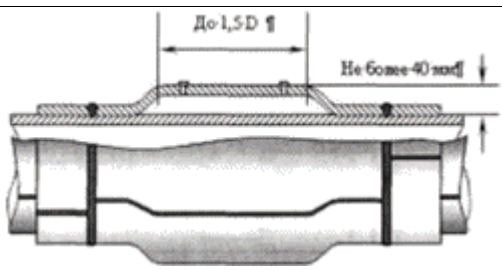
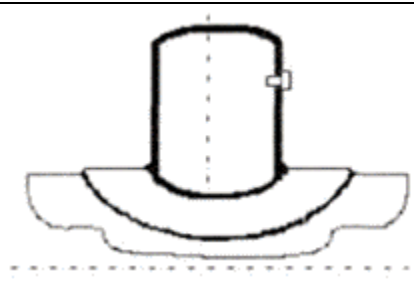
Таблица 3.4.

Ремонтные конструкции для постоянного ремонта

Обозначение	Ремонтная конструкция	Описание ремонтной конструкции
1	2	3
П1		Композитная муфта, устанавливаемая по технологии КМТ
П2		Обжимная приварная муфта с технологическими кольцами, длина муфты определяется длиной дефекта в соответствии с п.7.5.2, но не более 3000 мм
П3		Галтельная муфта для ремонта поперечных сварных швов
П4		Галтельная муфта с короткой полостью для ремонта поперечных сварных швов (высота галтели не более 40 мм с заполнением

		антикоррозионной жидкостью)
--	--	-----------------------------

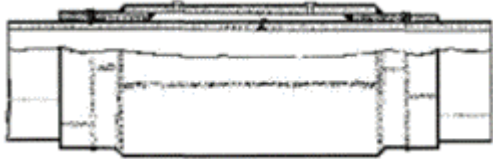
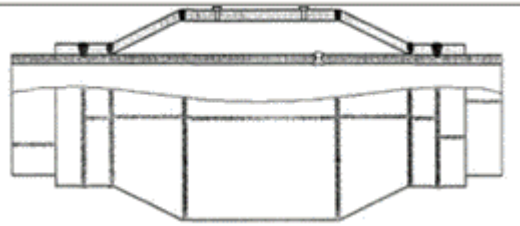
Продолжение таблицы 3.4

1	2	3
П5		Сварная галтельная муфта с технологическими кольцами для ремонта поперечных сварных швов
П6		Удлиненная галтельная муфта для ремонта гофр с заполнением антикоррозионной жидкостью
П7		Приварной патрубок с эллиптическим днищем и усиливающей накладкой (воротником) для ремонта технологических отверстий и врезок

а

Таблица 3.5

Ремонтные конструкции для временного ремонта

Обозначение	Ремонтная конструкция	Описание ремонтной конструкции
B1		Приварная необжимная муфта с технологическим и кольцами и заполнением антикоррозионной жидкостью
B2		Приварная муфта с коническими переходами и заполнением антикоррозионной жидкостью

3.2.2. Технология установки приварных муфт

Кромки муфты и прилегающие к ним внутренние и наружные поверхности должны быть очищены до металлического блеска на ширину не менее 10,0 мм.

Участки поверхности трубы, примыкающие к кромкам муфты, также должны быть очищены до металлического блеска на ширину не менее четырех толщин стенки.

Выполненные работы предъявляют технадзору Заказчика для осмотра и подписания Актов освидетельствования, скрытых работ по подготовке поверхности к ремонту, в соответствии с Приложением 3, РД-11-02-2006.

Продольные швы муфты, технологического кольца и трубопровода должны быть смещены относительно друг друга на величину не менее 100 мм.

На месте сборки продольных швов на поверхности трубопровода следует наклеить с помощью жидкого стекла полоску стеклоткани или асбеста либо металлическую пластину по величине сделанной выборки.

При сборке муфты для получения требуемого зазора допускается стягивать полумуфты при помощи сборочных скоб или наружного центратора, а затем продольные кромки фиксировать прихватками.

Выполненные работы предъявляют технадзору Заказчика для осмотра и подписания Актов освидетельствования, скрытых работ по установке муфты, в соответствии с Приложением 3, РД-11-02-2006.

					Технологическая часть	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Монтаж ремонтной конструкции П2

Работы по устранению дефекта производить в соответствии с РД-23.040.00-КТН-386-09 «Технология ремонта магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов с давлением до 6,3 МПа», РД-23.040.00-КТН-140-11 «Методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов».

Сварку муфты с технологическими кольцами выполнять в соответствии с п. 6

РД-23.040.00-КТН-386-09 «Технология ремонта магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов с давлением до 6,3 МПа».

Монтаж ремонтной конструкции П2 выполнить в следующей последовательности:

- очистить от изоляции участок трубы, перекрывающий по длине границы муфты на 200 мм в каждую сторону;
- отметить несмываемой краской границы и центр дефекта на трубопроводе, границы муфты симметрично относительно центра дефекта;
- уточнить границы участка удаления изоляции и при необходимости доочистить его;
- произвести разметку кольцевых угловых швов «муфта – труба»;
- очистить муфту от ржавчины пескоструйной обработкой или металлической щеткой. Дефекты в виде трещин, закатов, вмятин на поверхности муфт не допускаются. Устранить зачисткой дефекты, выявленные на муфте в виде царапин и задиоров глубиной более 0,2 мм и не превышающие 5% толщины стенки муфты. Толщина стенки муфты в местах зачистки не должна выходить за пределы минусового допуска;

					Технологическая часть	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

- проверить фактическую толщину стенки муфты ультразвуковым толщиномером и размеры кромок шаблоном сварщика для сварки продольных стыков муфты и перпендикулярность кромок шаблоном сварщика для сварки кольцевых угловых швов;
- провести очистку до чистого металла кромок и прилегающих к ним наружной и внутренней поверхности муфт на ширину не менее 20 мм;
- сошлифовать усиление заводского шва трубы в месте установки муфты (с учетом технологических колец) до величины 0,5 - 1,0 мм под муфтой и на расстоянии не менее 40 мм от торцов муфты. Места снятия усиления швов до величины 0,5 - 1,0 мм должны быть ровными и не иметь недопустимых дефектов сварных соединений;
- установить подкладки из малоуглеродистой стали (Ст.3, сталь 10, сталь 20) толщиной 1,0 - 1,2 мм и шириной 35 – 40 мм по всей длине продольных швов для исключения приварки муфты к основной трубе трубопровода. Установленные подкладные пластины прихватить сваркой со стороны разделки кромки продольного шва. Шаг установки прихваток 300 мм, длина прихватки 10-15 мм. Подкладка должна выступать с каждой стороны продольного стыка на величину не более 30 – 40 мм. Перекос подкладки от оси шва не допускается. Запрещается приварка продольного шва муфты к трубопроводу;
- установить на трубе две полумуфты, произвести их сборку и фиксацию на трубе. При установке на трубу муфта должна перекрывать дефект на расстоянии не менее 100 мм с каждой стороны. При установке продольные швы муфты должны быть смещены от продольных швов секций трубопровода на расстояние не менее 100 мм. Расстояние между началом (концом) муфты и кольцевым стыком на трубопроводе должно быть не менее 100 мм.

Сборку муфты и её фиксацию на трубе производить с помощью наружных звенных центраторов или гидравлических цепных приспособлений, приспособлений жесткой конструкции. Количество сборочных приспособлений определять длиной муфты, но не менее двух на каждый метр длины. При установке муфты на трубу запрещается наносить удары кувалдой или другими предметами с целью получения необходимого обжата;

– произвести проверку зазора и смещение стыкуемых кромок одновременно с зазором между стенками муфты и основной трубой трубопровода по всему периметру. Стыки под сварку должны собираться с технологическими зазорами 2,0 - 4,0 мм. Смещение стыкуемых кромок муфты не должно превышать 20% толщины стенки, но не более 3,0 мм, для муфт с толщиной стенки до 10,0 мм допускается смещение кромок до 40% толщины стенки, но не более 2,0 мм. Муфта (или её элементы) должны плотно прилегать по периметру трубы или с зазором не более 1,5 мм. Допускается зазор величиной до 2,0 мм на длине не более 150 мм по периметру трубы;

– провести предварительный подогрев продольных кромок муфты непосредственно перед прихваткой. Необходимость предварительного подогрева и его параметры определяются толщиной стенки муфты и температурой окружающего воздуха по таблице 2.2. Провести предварительный подогрев продольных кромок муфты непосредственно перед прихваткой. Предварительный подогрев производить с использованием плоских газовых подогревателей или газовых горелок при согласовании со службой техники безопасности ведения ремонтных работ. Ширину зоны нагрева по оси стыка обеспечить не менее 100 мм. Температуру подогрева контролировать термокарандашами. Замерять температуру не менее чем в трех (пяти) точках в зависимости от длины продольного стыка;

					Технологическая часть	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

– произвести равномерно прихватку продольных стыков муфты по длине стыка между сборочными приспособлениями. Длина прихваток должна быть не менее 30 – 50 мм и не более 100 мм в зависимости от длины свариваемых деталей. Количество прихваток определяется длиной продольного стыка. Начало каждой прихватки зачищать шлифмашинкой. Прихватки должны обеспечить гарантированное проплавление кромок. Прихватки с недопустимыми дефектами полностью удалить шлифмашинкой и заварить вновь;

– произвести сварку продольных корневого, заполняющих и облицовочного слоев швов муфты. Температурные режимы сварки приведены в п.6 РД-23.040.00-КТН-386-09 «Технология ремонта магистральных нефтепроводов и нефтепродукто-проводов с давлением до 6,3 МПа».

. Во избежание температурных деформаций сварка продольных стыков муфты (длиной более 300 мм) первого (корневого) и заполняющих слоев должна выполняться в направлении от центра муфты к ее краям обратноступенчатым способом.

Первые заполняющие слои (один-два) должны свариваться по центру шва, последующие должны выполняться параллельными с перекрытием проходами (валиками).

Облицовка должна выполняться методом непрерывной сварки в направлении от центра муфты к ее краям путем наложения трех параллельных проходов (валиков). Первоначально накладывается нижний валик, далее средний, а затем верхний. Сварка всех слоев шва выполняется на постоянном токе обратной полярности (электрод «+»). Сборочные приспособления двух половин муфт могут быть сняты только после сварки не менее 60% длины шва. При сварке возбуждение дуги производить только в разделке. Запрещается зажигать дугу на поверхности основного металла;

					Технологическая часть	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

- удалить с помощью шлифмашинки выступающие концы подкладки;
- провести визуальный контроль качества сварки продольных швов муфты.
- провести контроль качества сварки продольных швов муфты ультразвуковым методом.
- произвести подогрев кромок торцов муфты;
- выполнить прихватку муфты равномерно по периметру трубы, не допуская пересечения с продольными швами муфты. Длина и количество прихваток по периметру сварного стыка:
 - а) при диаметре стыка до 530 мм количество прихваток три - четыре, длина 30 – 40 мм;
 - б) при диаметре стыка от 530 до 820 мм количество прихваток четыре – шесть, длина прихваток 40 – 60 мм;
 - в) при диаметре стыка от 1020 до 1220 мм количество прихваток шесть - восемь, длина прихваток 60 – 80 мм;
- произвести сварку корневого, заполняющих и облицовочного слоев кольцевых угловых швов;
- провести визуальный контроль качества сварки кольцевых угловых швов муфты.
- провести контроль качества сварки кольцевых угловых швов муфты методом капиллярной дефектоскопии (ПВК).
- провести контроль качества сварки кольцевых угловых швов муфты ультразвуковым методом.
- произвести доработку кольцевого углового сварного шва «муфта – труба» с помощью шлифмашинки для обеспечения требуемой геометрии разделки кромок;

- установить подкладки из малоуглеродистой стали по всей длине продольных швов технологических колец согласно технологии сварки продольных швов центрального кольца;
- установить полуобечайки технологических колец по обе стороны от центрального кольца. При установке продольные швы технологических колец должны быть смещены относительно продольного шва центрального кольца, а также от продольных швов секций трубопровода на расстояние не менее 100 мм;
- выполнить сварку продольных швов согласно технологии сварки продольных швов центрального кольца. Запрещается приварка продольного шва технологических колец к трубопроводу;
- провести визуальный, капиллярный и ультразвуковой контроль качества сварки аналогично продольным швам центрального кольца;
- провести подогрев свариваемых кромок центрального и технологического колец;
- произвести сварку кольцевых швов в зоне «центральное кольцо – технологическое кольцо». Выполнить сварку корневого и заполняющих слоев шва, сварку облицовочного шва. Приварка наружных торцов технологических колец к трубе запрещена;
- провести визуальный и ультразвуковой контроль сварки швов;
- оформить акт на устранение дефекта.

					Технологическая часть	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

3.3 Контроль качества

Контроль и оценку качества работ при ремонте дефектов магистрального трубопровода заваркой и установкой ремонтных конструкций, выполняют в соответствии с требованиями следующих нормативных документов:

- СП 48.13330.2001. Организация строительства;
- СНиП 3.04.03-85. Защита строительных конструкций и сооружений от коррозии;
- СНиП 2.03.11-85. Защита строительных конструкций от коррозии;
- СНиП III-42-80*. Магистральные трубопроводы;
- ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.

Контроль качества строительно-монтажных работ осуществляется прорабом или мастером с привлечением аккредитованной Производственно-испытательной лаборатории оснащенной техническими средствами, обеспечивающими необходимую достоверность и полноту контроля.

Производственный контроль качества работ должен включать входной контроль рабочей документации и поступающих материалов, а также качество выполненных предшествующих работ, операционный контроль отдельных строительных процессов или технологических операций и приемочный контроль выполненных работ с оценкой соответствия.

					Технологическая часть	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

3.3.1 Входной контроль

При входном контроле рабочей документации проводится проверка ее комплектности и достаточности в ней технической информации для производства работ.

Поступившие на объект ремонтные материалы (муфты) должны иметь маркировку, сопроводительный документ (паспорт), в котором указываются наименование материала, номер партии и количество материала, дата изготовления, а также сертификаты соответствия. Паспорт является документом подтверждающим соответствие материалов и конструкций рабочим чертежам, действующим ГОСТам или ТУ.

При приемке ремонтных материалов от поставщика и при складировании их на базе следует провести:

- 100% визуальный осмотр изделий;
- контроль размеров изделий;
- периодический контроль качества складирования и хранения изделий.

При входном контроле рабочей документации проводится проверка ее комплектности и достаточности в ней технической информации для производства работ.

Толщина стенки муфты при одинаковой прочности металла трубы и муфты должна быть не менее толщины стенки ремонтируемой трубы. При меньшей нормативной прочности металла муфты номинальную толщину её стенки необходимо увеличить в соответствии с расчетом по СНиП. При этом толщина стенки муфты не должна превышать толщину стенки трубы более чем на 20%. Все элементы муфты должны быть одинаковой толщины.

					Технологическая часть	Лист
						62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Муфты должны быть изготовлены из листового материала или из новых (не бывших в эксплуатации) прямошовных или бесшовных труб, предназначенных для сооружения магистральных нефтепроводов. Для изготовления муфт применяются низколегированные стали марок 09Г2С, 10ХСНД, 13Г1С-У, 17Г1С-У или аналогичные им.

Дефекты в виде трещин, закатов, вмятин, задиров и рисок на поверхности муфт не допускаются. Все сварные швы муфты при изготовлении должны пройти 100% визуальный и радиографический контроль.

Результаты входного контроля фиксируются в Журнале учета результатов входного контроля по форме ГОСТ 24297-2013 ,

3.3.2 Операционный контроль

Операционный контроль осуществляется в ходе выполнения строительных процессов или производственных операций с целью обеспечения своевременного выявления дефектов и принятия мер по их устранению и предупреждению. При операционном контроле проверяется соблюдение технологий выполнения работ, соответствие выполнения работ рабочим проектом и нормативными документами.

Контроль осуществляется измерительным методом (с помощью измерительных инструментов и приборов) или техническим осмотром под руководством прораба (мастера). Контроль ремонта покрытия должен осуществляться систематически от начала до полного завершения.

					Технологическая часть	Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Качество очистки поверхностей проверяют внешним осмотром. На поверхности не должно быть острых выступов, заусениц, задиров, капель металла, шлака, флюса, копоти, грязи, влаги, масла, ржавчины, окалины. Очищенная поверхность должна иметь серо-стальной цвет. Подготовленная поверхность должна соответствовать требованиям к степени очистки - 3 по ГОСТ 9.402-2004.

При осмотре и обмере готовых сварных соединений проверяют наличие на каждом стыке клейма сварщика, выполняющего сварку; убеждаются в отсутствии наружных трещин, незаполненных кратеров и выходящих на поверхность пор; проверяют соответствие геометрических размеров стыка согласно операционной технологической карте.

Сварные стыки, подвергаются неразрушающему контролю в объеме и методами, указанными в проекте. Контроль стыков катушки осуществляется неразрушающими методами радиографическим - 100% и ультразвуковым - 100%.

Результаты операционного контроля фиксируются в Общем журнале работ (Рекомендуемая форма приведена в РД 11-05-2007).

При приемочном контроле надлежит проверять качество работ выборочно по усмотрению Заказчика или Генерального подрядчика с целью проверки эффективности ранее проведенного операционного контроля и соответствия выполненных работ проектной и нормативной документации с составлением актов освидетельствования скрытых работ. Этот вид контроля может быть проведен на любой стадии работ.

Приемочный контроль - контроль, выполняемый по завершении работ или этапов с участием Заказчика заключается в проверке полном объеме, правильности ремонта покрытия на соответствие проектным данным с определением оценки качества выполненных работ.

					Технологическая часть	Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Результаты контроля качества, осуществляемого Техническим надзором Заказчика, Авторским надзором, Инспекционным контролем и замечания лиц, контролирующих производство и качество работ, должны быть занесены в Общий журнал работ (Рекомендуемая форма приведена в РД 11-05-2007).

Качество производства работ обеспечивается выполнением требований к соблюдению необходимой технологической последовательности при выполнении взаимосвязанных работ и техническим контролем за ходом работ, изложенным настоящей ТК и Схеме операционного контроля качества (таблица 3.6).

Таблица 3.6

Схема операционного контроля качества

Наименование операций подлежащих контролю	Допустимые отклонения	Способы контроля	Время проведения	Кто контролирует
1	2	3	4	5
Очистка изолируемой поверхности	Степень очистки 3 по ГОСТ 9.402-80	Визуально-инструментально	В процессе очистки	Мастер, лаборант ПИЛ
Контроль шероховатости	40-90 мкм	Профилометр, эталоны	"	"
Контроль температуры и влажности воздуха	+20 +30 °С не выше 85%	Психрометр, термометр	"	"

Продолжение таблицы 3.6

1	2	3	4	5
Качество очистки стальной поверхности от окислов	Поверхность металла должна иметь матовый светло-серый цвет, без видимых следов ржавчины - не более 5%	Визуально, при помощи прозрачной пластины	"	"
Ручная сварка	- порядок наложения слоев и их количество; - скорость сварки; - напряжение на дуге и сила тока	Визуально приборы ПИЛ	"	Прораб, ПИЛ

1	2	3	4	5
Готовый сварочный шов	<ul style="list-style-type: none"> - наличие клейма сварщика; - отсутствие наружных трещин, незаплавленных кратеров и выходных пор; - геометрические параметры шва 	Визуально УШС	"	"
Размеры и внешний вид шва	Усиление внутреннего и наружного швов на 1-3 мм	УШС	"	"

Приемка выполненных ремонтных работ по устранению дефектов магистрального трубопровода заваркой и установкой ремонтных конструкций производится путем их осмотра и освидетельствования Заказчиком. По результатам освидетельствования принимается документированное решение, путем оформления и подписания Акта освидетельствования ответственных конструкций, в соответствии с Приложением 4, РД 11 02-2006. К данному акту необходимо приложить:

- паспорта заводов-изготовителей ремонтные материалы;
- акты освидетельствования скрытых работ (РД 11-02-2006) на подготовку поверхности изделий к ремонту покрытия;
- заключения по результатам визуального радиографического и ультразвукового контроля сварных стыков труб;
- список сварщиков с указанием удостоверений, даты аттестации и № личного клейма.

Вся приемо-сдаточная документация должна соответствовать требованиям РД 11-02-2006.

На объекте строительства должен вестись Общий журнал работ, Журнал авторского надзора проектной организации, Журнал инженерного сопровождения объекта строительства, Журнал учета входного контроля качества материалов и конструкций и Журнал сварочных работ.

3.3.3 Контроль качества сварных соединений

Контроль качества сварных соединений стальных трубопроводов включает: пооперационный контроль; визуальный и измерительный контроль; контроль неразрушающими методами (ультразвуковой, радиографический и т. д.); механические испытания; гидравлические или пневматические испытания. Пооперационный контроль предусматривает: проверку качества и соответствия труб, деталей трубопроводов и сварочных материалов требованиям стандартов и технических условий на изготовление и поставку; проверку качества подготовки концов труб и деталей трубопроводов под сварку и качества сборки стыков (угол скоса кромок, совпадение кромок, зазор в стыке перед сваркой, правильность центровки труб, расположение и число прихваток, отсутствие трещин в прихватках); проверку температуры предварительного подогрева; проверку качества и технологии сварки (режима сварки, порядка наложения швов, качества послойной зачистки шлака); Пооперационный контроль должен проводиться инженерно-техническим

					Технологическая часть	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

работником, ответственным за сварку, или под его наблюдением, а самоконтроль исполнителями работ.

Визуальному и измерительному контролю подлежат все (100%) сварных соединений после их очистки от шлака, окалины, брызг металла и загрязнений на ширине не менее 20 мм по обе стороны от шва.

В выполненном сварном соединении (наплавке) визуально следует контролировать: отсутствие (наличие) поверхностных трещин всех видов и направлений; отсутствие (наличие) на поверхности сварных соединений и наплавов дефектов (пор, включений, скоплений пор и включений, отслоений, прожогов, свищей, наплывов, усадочных раковин, подрезов, непроваров, брызг расплавленного металла, западаний между валиками, грубой чешуйчатости, прижогов металла, а также мест касания сварочной дугой поверхности основного материала); наличие зачистки металла в местах приварки временных технологических креплений, гребенок индуктора и бобышек крепления термоэлектрических преобразователей (термопар), а также отсутствие поверхностных дефектов в местах зачистки; наличие зачистки поверхности сварного соединения изделия (сварного шва и прилегающих участков основного металла) под последующий контроль неразрушающими методами; наличие маркировки (клеймения) шва (наплавки) и правильность ее выполнения.

В выполненном сварном соединении измерениями необходимо контролировать: размеры поверхностных дефектов (пор, включений и др.), выявленных при визуальном контроле; высоту и ширину шва, а также вогнутость и выпуклость обратной стороны шва в случае доступности обратной стороны шва для контроля; высоту (глубину) углублений между валиками (западания межваликовые) и чешуйчатость поверхности шва; подрезы основного металла; несплавления (непровары) с наружной и внутренней стороны шва.

					Технологическая часть	Лист
						69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Визуальный и измерительный контроль качества сварных соединений должен выполняться в соответствии с требованиями РД 03-606-03. По результатам визуального осмотра и измерений сварные швы должны удовлетворять требованиям соответствующей «Технологической карты визуального и измерительного контроля». Визуальный и измерительный контроль сварных соединений осуществляется персоналом производственной испытательной лаборатории.

Сварные соединения после визуального и измерительного контроля и устранения обнаруженных при этом недопустимых дефектов подвергают контролю физическими методами.

Контроль стыков радиографическим методом следует проводить по ГОСТ 7512-82*, ультразвуковым — по ГОСТ 14782-86, магнитографический — ГОСТ 25225-82.

Сварные соединения, в которых по результатам контроля обнаружены недопустимые дефекты (признанные «негодными»), подлежат удалению или ремонту с последующим повторным контролем в соответствии с установленными требованиями.

Дополнительному (дублирующему) ультразвуковому контролю подвергают стыки через трое суток после окончания сварки (термообработки).

В случае, если по результатам неразрушающего контроля имеет место массовое появление недопустимых дефектов, по требованию Заказчика дальнейшее выполнение сварных кольцевых соединений данным сварщиком (сварщиками) запрещается. Разрешение на выполнение работ данным сварщиком (сварщиками) может быть выдано только после выявления и устранения причин неудовлетворительных результатов контроля и проведения повторных аттестационных испытаний сварщика(ов).

Испытания механических свойств сварных соединений выполняются при проведении аттестации технологических процессов сварки и аттестационных испытаниях сварщиков.

					Технологическая часть	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

В процессе сооружения нефтепромысловых трубопровода Заказчик имеет право подвергнуть дополнительному неразрушающему контролю или испытанию образцов для определения механических свойств любое кольцевое сварное соединение.

Все законченные строительством нефтепромысловые трубопроводы до ввода в эксплуатацию должны подвергаться очистке полости, испытанию на прочность и проверке на герметичность.

Испытание трубопроводов на прочность и проверка на герметичность производится после полной готовности участка или всего трубопровода (полной засыпки, обвалования или крепления на опорах, очистке полости, установки арматуры и приборов, катодных выводов и представления исполнительной документации на испытываемый объект).

3.4 Изоляция

3.4.1 Требования, предъявляемые к изоляционным покрытиям

Нефтепроводом принято называть трубопровод, предназначенный для транспорта нефти и нефтепродуктов. Магистральные нефтепроводы предназначены для транспортирования больших грузопотоков нефти на значительные расстояния (до нескольких тысяч километров), рабочее давление в них обычно достигает 5...7,5 МПа. Согласно нормам технологического проектирования к магистральным нефтепроводам относятся трубопроводы протяженностью свыше 50 км, диаметром от 219 до 1220 мм включительно, предназначенные для перекачки товарной нефти из районов добычи или хранения до мест потребления.

К покрытиям для изоляции магистральных трубопроводов предъявляются следующие требования:

- сплошность, обеспечивающая надежность покрытия;

					Технологическая часть	Лист
						71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

- водонепроницаемость, обеспечивающая невозможность насыщения пор покрытия почвенной влагой, что устраняет контакт электролита с металлом;

- прилипаемость (адгезия) покрытия к металлу – один из основных показателей качества изоляционного покрытия;

- химическая стойкость, обеспечивающая длительную работу покрытия в условиях наиболее агрессивных грунтов;

- электрохимическая нейтральность – отдельные составляющие покрытия не должны участвовать в катодном процессе, в противном случае это может привести к разрушению изоляции трубопровода при электрохимической защите;

- механическая прочность, достаточная для проведения изоляционно-укладочных работ на трассе трубопровода;

- термостойкость, определяемая необходимой температурой размягчения, что важно для изоляции «горячих» трубопроводов, и температурой наступления хрупкости, что важно при проведении изоляционных работ в зимнее время;

- диэлектрические свойства, определяющие сопротивление возникновению коррозионных элементов на поверхности трубопровода и обуславливающие экономический эффект от применения электрохимической защиты;

- возможность механизации процесса нанесения изоляционного покрытия;

- недефицитность;

- экономичность.

					Технологическая часть	Лист
						72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Изоляционные покрытия на основе битумных мастик

Для изоляции магистральных подземных трубопроводов и ответвлений от них применяют битумные мастики, которые в зависимости от природы наполнителя, используемого при их изготовлении, подразделяются на:

- битумно-резиновые;
- битумно-полимерные;
- битумно-минеральные.

Битумные мастики применяют для изоляции стальных трубопроводов диаметром не более 820 мм с температурой транспортируемого продукта не выше 40°C.

Нефтяные битумы

Промышленностью освоено производство следующих нефтяных битумов:

- битумы нефтяные дорожные. Марки: БН-0, БН-1, БН-11, БН-111;
- битумы нефтяные строительные. Марки БН 50/50, БН 70/30, БН 90/10;
- битумы нефтяные специальные. Марки: Б, В, Г.

Эти битумы отличаются друг от друга температурой размягчения, пенетрацией и дуктильностью. В нефтяной и газовой промышленности для противокоррозионной защиты подземных сооружений применяют битумы нефтяные строительные и изоляционные для нефте- и газопроводов.

Для нанесения битумных покрытий существующими технологическими способами исходный нефтяной битум оказывается непригодным из-за малой вязкости его в расплавленном состоянии, невысокой температуры размягчения и низкой механической прочности, поэтому в качестве защитных покрытий используют битумные мастики (битум и наполнитель), имеющие повышенные вязкость в расплавленном состоянии, механическую прочность и температуру размягчения. Для приготовления мастики можно использовать битумы марок БН 90/10, БН 70/30.

					Технологическая часть	Лист
						73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Наполнители

Для повышения структурной прочности и вязкости в состав битумов вводят специальные активные вещества – наполнители, частицы которых являются как бы центрами структурообразования и придают материалу определенные свойства. Различают следующие виды наполнителей:

- минеральные: тонкомолотые горные породы (доломитизированный известняк средней плотности, асфальтовый известняк, доломит), асбест (минерал, имеющий минеральную структуру) 6 и 7-го сортов распушки;
- органические: резиновая крошка размером не более 1 мм (продукт переработки бывших в употреблении автомобильных покрышек с ограничением содержания текстиля до 5% и частиц металла до 0,1%);
- полимерные: полиэтилен порошкообразный нестабилизированный, тактический полипропилен и др.

Введение наполнителя в исходный битум заметно увеличивает температуру размягчения битумных мастик: она повышается на 1,5-2°C от каждого процента резиновой крошки при массовой доле ее в мастике до 7% и на 3-4°C от каждого процента крошки при массовой доле ее от 8 до 12%. Введение 30% молотого известняка повышает температуру размягчения на 9°C. В битумно-резиновую мастику можно вводить до 7% асбеста взамен 3% резиновой крошки.

Пластификаторы

Один из методов получения изоляционного материала с заданными свойствами – это пластификация, т.е. введение в битум веществ, химически не взаимодействующих с ним, но образующих гомогенную систему. Основное назначение пластификаторов – повысить пластичность изоляционных материалов для нанесения их при температуре до -25°C.

					Технологическая часть	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Пластификаторы считаются эффективными, если при введении их в битум наряду с приданием мастике упруго-пластичных свойств наблюдается наименьшее снижение вязкости и температуры размягчения. Лучшими пластификаторами являются полимерные продукты – полиизобутилен с различной относительной молекулярной массой и полидиен.

Количество вводимого в битум пластификатора зависит от температуры окружающего воздуха, при которой будут применять мастику: при температуре до -10°C в битумно-резиновые мастики вводят до 3%, до -15°C – 5-7%, до -30°C – 7-10% пластификатора (зеленое масло). Пластификаторы вводят перед концом варки мастики при температуре $160-170^{\circ}\text{C}$.

Наблюдениями установлено, что любой пластификатор на основе нефтяных масел, введенный в мастику, заметно снижает температуру размягчения ее и повышает пенетрацию и дуктильность. Полимерные пластификаторы повышают температуру размягчения, пенетрацию и несколько снижают дуктильность мастик.

2.4 Грунтовки

Изоляцию труб начинают с нанесения грунтовки. Назначение грунтовки, т.е. первого слоя изоляции, называемого часто праймером, - обеспечение необходимой адгезии между металлом и основным слоем битумного покрытия. Поверхность металла имеет некоторую шероховатость. Если на такую поверхность нанести горячее битумное покрытие, то после соприкосновения с более холодным, чем битум, металлом, оно быстро застывает и не заполнит всех неровностей поверхности, т.е. адгезия битума с металлом снизится. Чтобы улучшить адгезию, на поверхность металла предварительно наносят слой грунтовки, которая, имея жидкую консистенцию и будучи холодной, целиком заполняет все неровности.

					Технологическая часть	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

На высушенную грунтовку наносят первый слой битумной мастики, которая, расплавив слой грунтовки, плотно соединится с ней, а следовательно, и с поверхностью металла.

Битумные грунтовки изготавливают из битума, растворенного в бензине в соотношении 1:3 по объему или 1:2 по массе. Битумная грунтовка для летнего периода имеет следующий состав: битум БНИ-IV или БНИ-V, бензин неэтилированный авиационный Б-70 или бензины автомобильные А-72 и А-76; для зимнего периода – битум БН 50/50, БН 70/30, или БНИ-IV, бензин неэтилированный авиационный Б-70.

Оберточные материалы

Оберточные материалы служат в основном для придания изоляционному покрытию повышенных противокоррозионных свойств. В зависимости от свойств различают армирующие и защитные оберточные материалы. К армирующим материалам относятся нетканый волокнистый холст марок ВВ-К и ВВ-Г.

Защитные оберточные материалы используют для фиксирования изоляционной слоя и защиты его от механического воздействия грунта при укладке изолированного трубопровода в траншею и засыпке. В качестве наружной обертки изолированных трубопроводов применяют обертки ПДБ и ПРДБ, бризол марки БР-П, бикарул, стеклорубероид, гидроизол, толь оберточный, рубероид.

Нетканый стеклохолст представляет собой рулонный материал из перекрещенных стеклянных волокон, склеенных синтетическими связующими (мочевино-формальдегидной или карбамидной смолой, поливинилацетатной эмульсией, каучуковыми латексами или композициями из этих и других связующих).

Он предназначен для армирования битумных изоляционных покрытий с целью повышения их механической прочности, морозостойкости и защитной эффективности.

Стеклохолст ВВ-Г намотан на картонные гильзы диаметром 60—70 мм (намотка должна быть плотной и ровной с торцов).

Бризол — оберточный рулонный материал, изготавливаемый из смеси битума с резиновой крошкой, асбестом и пластификатором. Выпускается намотанным на прочные картонные сердечники с внутренним диаметром 70—80 мм.

Бикарул — оберточный рулонный материал, изготавливаемый из смеси битума, каучуков, полиэтилена, наполнителей и пластификаторов. Выпускается намотанным на прочные пластмассовые или картонные сердечники с внутренним диаметром 70-80 мм. При размотке рулонов полотно не должно слипаться. Слипшиеся рулоны бикарула необходимо перемотать, сметая щетками лишнюю меловую или асбестовую присыпку.

Обертки полимерно-дегтебитумные (ПДБ) и полимерно-резино-дегтебитумные (ПРДБ) представляют собой рулонный материал, изготавливаемый из полиэтилена высокого и низкого давления (или их смеси), полиизобутилена П-118 или П-200, раствора резиновой крошки в окисленном антраценовом масле и смягчителя (битума). Они предназначены для защиты изоляционных покрытий трубопроводов от механических повреждений и выпускаются в виде рулонов, намотанных на прочные картонные сердечники с внутренним диаметром 70—80 мм.

3.4.3 Изоляционные покрытия на основе полимерных липких лент

Полимерные изоляционные покрытия, предназначенные для защиты подземных трубопроводов от коррозии, выполняются из слоя грунтовки и одного — трех слоев липкой полимерной ленты.

					Технологическая часть	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Для предохранения изоляции из липких лент от механических повреждений при прокладке трубопроводов в скальных и каменистых грунтах, на болотах, подводных переходах, под железными и автомобильными дорогами по изоляционному покрытию дополнительно наносят защитные обертки из одного-двух слоев рулонного материала с обязательной приклейкой горячей битумной мастикой, клеем или другим надежным креплением концов оберточного материала.

Под покрытия из полимерных лент применяются клеевые или битумно-клеевые грунтовки.

Перед наложением полимерной ленты необходимо тщательно загрунтовать зону прямых и спиральных швов. Наносить полимерную ленту на трубопровод следует сразу же после высыхания грунтовки до «отлипа» с помощью серийных изоляционных машин. Ширину полимерной липкой ленты для изоляции трубопроводов рекомендуется брать равной 0,5—0,7 диаметра трубы. Для этого рулоны ленты, выпускаемой заводом-изготовителем в соответствии с техническими условиями шириной 450—500 мм, для труб диаметром 529 мм и менее следует разрезать на станке.

При устройстве покрытий нормального типа необходимо следить за тем, чтобы нахлест был не менее 2—2,5 см.

Для получения покрытия усиленного типа используют две шпули изоляционной машины: с помощью одной из них наносят полимерную ленту с нахлестом наполовину, другой (закрепленной под тем же углом и вынесенной от цевочного колеса на ширину рулона липкой ленты) — защитную обертку.

Для получения покрытий весьма усиленного типа с помощью одной шпули наносят липкую ленту с нахлестом на две трети, другой — защитную обертку с нахлестом 2—2,5 см.

					Технологическая часть	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

При нанесении липких лент необходимо следить за тем, чтобы на покрытии не образовалось складок, морщин и пузырей. При обнаружении дефектов ленту необходимо снять с трубопровода и после устранения дефекта намотать вновь. В зоне продольных и поперечных сварных швов допускаются небольшие воздушные прослойки между трубой и покрытием.

При производстве изоляционных работ с применением импортных (США) полимерных лент «Плайкофлекс 340-20», «Плайкофлекс 340-30» и «Поликен 980-20» необходимо руководствоваться следующим:

для каждого типа ленты применяют соответствующую клеевую грунтовку («Плайкофлекс-105» или «Поликен-109») при температуре ее 10—30° С;

ленты на трубопровод наносят сразу же после нанесения грунтовки, не ожидая ее высыхания, при температуре окружающего воздуха не ниже — 40° С;

при температуре окружающего воздуха ниже 10° С рулоны ленты перед нанесением необходимо выдерживать не менее 48 ч в теплом помещении при температуре не ниже 15°С; при температуре окружающего воздуха ниже 3°С поверхность защищаемого трубопровода необходимо подогревать до температуры не менее 15° С, но так, чтобы на нагретой поверхности не оставалось следов копоти и масла;

однослойные покрытия по своим защитным свойствам отвечают требованиям нормальной и усиленной изоляции; на подводные переходы необходимо наносить, как правило, двухслойные покрытия;

для предохранения изоляции из полимерных лент от механического повреждения на изоляционное покрытие трубопроводов диаметром 1020 мм и более дополнительно наносят обертки из одного слоя рулонного материала; при меньших диаметрах такие обертки выполняют на трубопроводах, проложенных в скальных, щебенистых, сухих комковатых, глинистых и суглинистых грунтах, а также на болотах;

4 Экономическая часть

В экономической части своей работы я хочу сравнить основные финансовые затраты двух технологических операций таких как врезка катушки и установка ремонтной муфты П2 на дефектный участок трубопровода.

Что бы выбрать наиболее экономически целесообразный вид ремонта рассчитаем стоимость каждой этой операции.

4.1 Замена сегмента

Исходя из опыта, на проведение данной операции затрачивается порядка 25 часов.

4.1.1 Стоимость материалов

1) Труба электросварная 630х8 мм ГОСТ 10706-76, сталь 09ГСФ

стоимость - 52 900 руб/т. Для выполнения работ нам понадобится
Для ремонта нам понадобится 11 метра трубы вес одного метра составляет 0,12265 тонн.

Из этого следует

$$52900 \cdot (11 \cdot 0,12265) = 71370,04 \text{ руб.}$$

					Ремонт участка магистрального трубопровода «Крапивинское месторождение – пос. Пионерный» на участке 28 км. Методом установки ремонтной конструкции					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Экономическая часть			Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Петров В.А.								
Руковод.		Веревкин А.В.							80	
Консульт.		Вазим А.А.						ТПУ гр. 3-2Т00		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.								

2) Сварочные электроды

Для работ нам понадобятся два вида сварочных электродов:

Электроды ОК 53-70 - 3,2 мм цена 468,08 руб/кг

Принимаем количество электродов эквивалентно пачке, вес пачки 4,7 кг.

$$4,7 \cdot 468,08 = 2199,98 \text{ руб}$$

Электроды ОК 74-70 – 4мм цена 200 руб/кг

Принимаем количество электродов эквивалентно пачке, вес пачки 6 кг.

$$6 \cdot 200 = 1200 \text{ руб}$$

Общие затраты на материалы составляют

$$71370,04 + 2199,98 + 1200,00 = 74770,02 \text{ рублей}$$

4.1.2 Расчет заработной платы

Таблица 4.1

Бригада для выполнения работ

	Лин трубопроводчик 5 разряд	Лин трубопроводчик 3 разряд	Слесарь- ремонтник 4 разряд	Электрогазосварш ик 5 разряд
	2	2	2	2
тариф	90,58	64,00	86,12	119,8

Линейный трубопроводчик 5 разряд – 2 чел

(1)Повременная оплата труда линейного трубопроводчика 5 разряда

(оплата за отработанные часы, при почасовой тарификации):

$$90,58 \text{ руб./час} \cdot 25 \text{ часа} = 2264,5 \text{ р.}$$

(2)Надбавка за вахтовый метод работы – 2400 р.

					Экономическая часть	Лист
						81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

(3) Надбавка за работу во вредных условиях труда – отсутствует.

(4) Премия - выполнение плана по добыче нефти по региону – 603,28 р.

(5) Премия - выполнения плана ОТМ по цеху – 1206,56 р.

(6) Премия - выполнения плана ОТМ по региону – 1206,56 р.

Итоговое начисление происходит после расчётов северных и районных коэффициентов.

РК на 1,2,3,4,5,6:

$2264,5 \cdot 0,7 + 2400 \cdot 0,7 + 603,28 \cdot 0,7 + 1206,56 \cdot 0,7 + 1206,56 \cdot 0,7 =$
5376,63 р.

СН на 1,2,3,4,5,6:

$2264,5 \cdot 0,5 + 2400 \cdot 0,5 + 603,28 \cdot 0,5 + 1206,56 \cdot 0,5 + 1206,56 \cdot 0,5 =$
3840,45 р.

Итоговое начисление составляет:

$2264,5 + 2400 + 603,28 + 1206,56 + 1206,56 + 5376,63 + 3840,45 = 16897,98 \text{ р.}$

К затратам организации на оплату труда работников также относятся отчисления в пенсионный фонд России (ПФР) в размере 22% от заработной платы работников, оплата происходит из фондов заработной платы организации, при этом взносы не включаются в состав зарплаты отдельных сотрудников, но учитываются пенсионным фондом при ведении их счетов.

Отчисления в ПФР, страховая и накопительная части (22%):

$16897,98 \text{ р.} \cdot 0,22 = 3717,56 \text{ р.}$

Из заработной платы работника изымаются средства в размере **13%** от заработной платы для уплаты **подоходного налога**:

$16897,98 \text{ р.} \cdot 0,13 = 2196,74 \text{ р.}$

					Экономическая часть	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Так как в организации существует **профсоюзная организация**, то из зарплаты работника изымается **1 %** на профсоюзные взносы (все работники состоят в профсоюзе):

$$16897,98\text{р.} \cdot 0,01 = 168,98 \text{ р.}$$

Таким образом получаем:

Зарплата работника: $16897,98\text{р.} - 3717,56\text{р.} - 2196,74 - 168,98 \text{ р.} = 10814,71 \text{ р.}$

Затраты организации: $(16897,98\text{р.} + 3717,56\text{р.}) \cdot 2 \text{ чел.} = 41231,07 \text{ р.}$

Линейный трубопроводчик 3 разряд – 2 чел

(1) Повременная оплата труда линейного трубопроводчика 3 разряда (оплата за отработанные часы, при почасовой тарификации):

$$64,00 \text{ руб./час} \cdot 25 \text{ часа} = 1600,0 \text{ р.}$$

(2) Надбавка за вахтовый метод работы – 2400 р.

(3) Надбавка за работу во вредных условиях труда – отсутствует.

(4) Премия - выполнение плана по добыче нефти по региону – 603,28 р.

(5) Премия - выполнения плана ОТМ по цеху – 1206,56 р.

(6) Премия - выполнения плана ОТМ по региону – 1206,56 р.

Итоговое начисление происходит после расчётов северных и районных коэффициентов.

РК на 1,2,3,4,5,6:

$$1600,0 \cdot 0,7 + 2400 \cdot 0,7 + 603,28 \cdot 0,7 + 1206,56 \cdot 0,7 + 1206,56 \cdot 0,7 = 4911,48\text{р.}$$

СН на 1,2,3,4,5,6:

$$1600,0 \cdot 0,5 + 2400 \cdot 0,5 + 603,28 \cdot 0,5 + 1206,56 \cdot 0,5 + 1206,56 \cdot 0,5 = 3508,2 \text{ р.}$$

Итоговое начисление составляет:

$$1600,0 + 2400 + 603,28 + 1206,56 + 1206,56 + 4911,48 + 3508,2 = 15436,08\text{р.}$$

					Экономическая часть	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

К затратам организации на оплату труда работников также относятся отчисления в пенсионный фонд России (ПФР) в размере 22% от заработной платы работников, оплата происходит из фондов заработной платы организации, при этом взносы не включаются в состав зарплаты отдельных сотрудников, но учитываются пенсионным фондом при ведении их счетов.

Отчисления в ПФР, страховая и накопительная части (22%):

$$15436,08 \text{ р.} \cdot 0,22 = 3395,94 \text{ р.}$$

Из заработной платы работника изымаются средства в размере **13%** от заработной платы для уплаты **подоходного налога**:

$$15436,08 \text{ р.} \cdot 0,13 = 2006,69 \text{ р.}$$

Так как в организации существует **профсоюзная организация**, то из зарплаты работника изымается **1 %** на профсоюзные взносы (все работники состоят в профсоюзе):

$$15436,08 \text{ р.} \cdot 0,01 = 154,36 \text{ р.}$$

Таким образом получаем:

Зарплата работника: $15436,08 - 3395,94 - 2006,69 - 154,36 = 9879,09 \text{ р.}$

Затраты организации: $(15436,08 + 3395,94) \cdot 2 \text{ чел} = 37664,04 \text{ р.}$

Слесарь-ремонтник 4 разряд – 2 чел

(1) Повременная оплата труда слесаря-ремонтника 4 разряда (оплата за отработанные часы, при почасовой тарификации):

$$86,12 \text{ руб./час} \cdot 25 \text{ часа} = 2153,00 \text{ р.}$$

(2) Надбавка за вахтовый метод работы – 2400 р.

(3) Надбавка за работу во вредных условиях труда – 1200.

(4) Премия - выполнение плана по добыче нефти по региону – 603,28 р.

(5) Премия - выполнения плана ОТМ по цеху – 1206,56 р.

(6) Премия - выполнения плана ОТМ по региону – 1206,56 р.

					Экономическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		84

Итоговое начисление происходит после расчётов северных и районных коэффициентов.

РК на 1,2,3,4,5,6:

$$2153,00 \cdot 0,7 + 2400 \cdot 0,7 + 1200 \cdot 0,7 + 603,28 \cdot 0,7 + 1206,56 \cdot 0,7 + 1206,56 \cdot 0,7 = 6138,58р.$$

СН на 1,2,3,4,5,6:

$$2153,00 \cdot 0,5 + 2400 \cdot 0,5 + 1200 \cdot 0,5 + 603,28 \cdot 0,5 + 1206,56 \cdot 0,5 + 1206,56 \cdot 0,5 = 4384,70р.$$

Итоговое начисление составляет:

$$2153,00 + 2400 + 1200 + 603,28 + 1206,56 + 1206,56 + 6138,58 + 4384,70 = 19292,68р.$$

К затратам организации на оплату труда работников также относятся отчисления в пенсионный фонд России (ПФР) в размере 22% от заработной платы работников, оплата происходит из фондов заработной платы организации, при этом взносы не включаются в состав зарплаты отдельных сотрудников, но учитываются пенсионным фондом при ведении их счетов.

Отчисления в ПФР, страховая и накопительная части (22%):

$$19292,68р. \cdot 0,22 = 4244,39р.$$

Из заработной платы работника изымаются средства в размере **13%** от заработной платы для уплаты **подоходного налога**:

$$19292,68р. \cdot 0,13 = 2508,05р.$$

Так как в организации существует **профсоюзная организация**, то из зарплаты работника изымается **1 %** на профсоюзные взносы (все работники состоят в профсоюзе):

$$19292,68р. \cdot 0,01 = 192,92р.$$

					Экономическая часть	Лист
						85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Таким образом получаем:

Зарплата работника: $19292,68 - 4244,39 - 2508,05 - 192,92 = 12347,32 \text{ р.}$

Затраты организации: $(19292,68 + 4244,39) \cdot 2 \text{ чел.} = 47074,14 \text{ р.}$

Электрогазосварщик 5 разряд – 2 чел

(1) Повременная оплата труда линейного трубопроводчика 5 разряда
(оплата за отработанные часы, при почасовой тарификации):

$199,8 \text{ руб./час} \cdot 25 \text{ часа} = 2950,00 \text{ р.}$

(2) Надбавка за вахтовый метод работы – 2400 р.

(3) Надбавка за работу во вредных условиях труда – 1200.

(4) Премия - выполнение плана по добыче нефти по региону – 603,28 р.

(5) Премия - выполнения плана ОТМ по цеху – 1206,56 р.

(6) Премия - выполнения плана ОТМ по региону – 1206,56 р.

Итоговое начисление происходит после расчётов северных и районных коэффициентов.

РК на 1,2,3,4,5,6:

$2950,0 \cdot 0,7 + 2400 \cdot 0,7 + 1200 \cdot 0,7 + 603,28 \cdot 0,7 + 1206,56 \cdot 0,7 + 1206,56 \cdot 0,7 = 6727,98 \text{ р.}$

СН на 1,2,3,4,5,6:

$2950,0 \cdot 0,5 + 2400 \cdot 0,5 + 1200 \cdot 0,5 + 603,28 \cdot 0,5 + 1206,56 \cdot 0,5 + 1206,56 \cdot 0,5 = 4805,70 \text{ р.}$

Итоговое начисление составляет:

$2950,0 + 2400 + 603,28 + 1206,56 + 1206,56 + 6727,98 + 4805,70 = 21145,08 \text{ р.}$

					Экономическая часть	Лист
						86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

К затратам организации на оплату труда работников также относятся отчисления в пенсионный фонд России (ПФР) в размере 22% от заработной платы работников, оплата происходит из фондов заработной платы организации, при этом взносы не включаются в состав зарплаты отдельных сотрудников, но учитываются пенсионным фондом при ведении их счетов.

Отчисления в ПФР, страховая и накопительная части (22%):

$$21145,08 \text{ р.} \cdot 0,22 = 4651,92 \text{ р.}$$

Из заработной платы работника изымаются средства в размере **13%** от заработной платы для уплаты **подоходного налога**:

$$21145,08 \text{ р.} \cdot 0,13 = 2748,86 \text{ р.}$$

Так как в организации существует **профсоюзная организация**, то из зарплаты работника изымается **1 %** на профсоюзные взносы (все работники состоят в профсоюзе):

$$21145,08 \text{ р.} \cdot 0,01 = 211,45 \text{ р.}$$

Таким образом получаем:

$$\begin{aligned} \text{Зарплата работника: } & 21145,08 \text{ р.} - 4651,92 \text{ р.} - 2748,86 \text{ р.} - 211,45 \text{ р.} \\ & = 13532,85 \text{ р.} \end{aligned}$$

$$\text{Затраты организации: } (18505,08 \text{ р.} + 4651,92 \text{ р.}) \cdot 2 \text{ чел.} = 51594,00 \text{ р.}$$

Общий фонд заработной платы составляет:

$$41231,07 + 37664,04 + 47074,14 + 51594,00 = 177563,24 \text{ рублей}$$

4.1.3 Расчёт затрат на работу спецтехники подрядных организаций

Для выполнения земляных работ в частности для рытья ремонтного котлована нам понадобится снегоболотоход специальный ДТ 30 ПКЭ 1 цена 1650 руб/час

					Экономическая часть	Лист
						87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Снегоболотоход специальный ДТ 30ПКЭ1 и секцию трубы необходимо доставить на место проведения работ, для этого необходимо использовать тягач с тралом полуприцепом (Тягач КАМАЗ 65226 и полуприцеп Srespriser 9942L3) и автомобиль безопасности движения Toyota Hilux предоставляемые организацией ООО «Транс сервис». Стоимость работы тягача с тралом 1581,00 руб./час, безопасность движения 582,00 руб./час. На тягач с тралом распространяется дополнительное условие эксплуатации, за 1 км пробега необходима доплата в размере 113,55 руб.

Затраты на доставку снегоболотохода специального ДТ 30ПКЭ1 и водопропускных каналов составляют:

затраты на тягач с тралом: время работы 8 часов, пробег – 120 км.

Затраты составляют: $4 \cdot 1581 + 120 \cdot 113,55 = 6324 + 13626 = 19950$ руб.

Снегоболотоход специальный ДТ 30ПКЭ1 предоставляется организацией ООО «Транс сервис», стоимость его работы 4443,00 руб./час, время на производство работ – 35 часов.

Затраты составляют: $4443 \cdot 35 = 155505$ руб.

Затраты на работу Автоцистерны нефтепромысловой АЦН-12С на шасси Камаз-53228 предоставляемой ООО «Транс сервис» за весь период проведения работ по промывке составят 953,64 руб./час:

Затраты составляют: $9 \cdot 953,64 = 8582,76$ руб.

Затраты на аренду двух трубоукладчиков DRESSTA SB-60 предоставляемых ООО «Транс сервис» составят 17000 руб/смена

					Экономическая часть	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Затраты составляют: $2 \cdot 17000 = 34000$ руб.

Затраты на работу двух вездеходов ГАЗ 34039 предназначенных для перевозки людей и доставки оборудования, предоставляемого ООО «Транс сервис» за весь период проведения работ на строительстве объектов, составят 1500 руб./час за одну машину:

$$25 \cdot 2 \cdot 1500 = 75000 \text{ рублей}$$

Таким образом общие затраты на работу спецтехники подрядных организаций составляют 293037,76 рублей

Общие затраты на проведение работ:

$$293037,76 + 74770,02 + 177563,24 = 538929,42 \text{ рублей}$$

4.2 Установка ремонтной конструкции П2

Исходя из опыта, на проведение данной операции затрачивается порядка 16 часов.

4.2.1 Стоимость материалов

- 1) **Муфта обжимная на стальную трубу с технологическими кольцами П2 для трубы 630** стоимость - 22 000 руб.

- 2) **Сварочные электроды**

Для работ нам понадобятся два вида сварочных электродов:

Электроды ОК 53-70 - 3,2 мм цена 468,08 руб/кг

Принимаем количество электродов эквивалентно пачке, вес пачки 4,7 кг.

$$4,7 \cdot 468,08 = 2199,98 \text{ руб}$$

Электроды ОК 74-70 – 4мм цена 200 руб/кг

Принимаем количество электродов эквивалентно пачке, вес пачки 6 кг.

$$6 \cdot 200 = 1200 \text{ руб}$$

					Экономическая часть	Лист
						89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Общие затраты на материалы составляют

$$22000 + 2199,98 + 1200,00 = 25399,98 \text{ рублей}$$

4.2.2 Расчет заработной платы

Таблица 4.2

	Лин трубопроводчик 5 разряд	Лин трубопроводчик 3 разряд	Сресарь- ремонтник 4 разряд	Электрогазос- варщик 5 разряд
	2	2	3	2
тариф	90,58	64,00	86,12	119,8

Бригада для выполнения работ

Линейный трубопроводчик 5 разряд – 2 чел

(1)Повременная оплата труда линейного трубопроводчика 5 разряда

(оплата за отработанные часы, при почасовой тарификации):

$$90,58 \text{ руб./час} \cdot 16 \text{ часов} = 1449,28 \text{ р.}$$

(2)Надбавка за вахтовый метод работы – 2400 р.

(3)Надбавка за работу во вредных условиях труда – отсутствует.

(4)Премия - выполнение плана по добыче нефти по региону – 603,28 р.

(5) Премия - выполнения плана ОТМ по цеху – 1206,56 р.

(6) Премия - выполнения плана ОТМ по региону – 1206,56 р.

Итоговое начисление происходит после расчётов северных и районных коэффициентов.

РК на 1,2,3,4,5,6:

$$1449,28 \cdot 0,7 + 2400 \cdot 0,7 + 603,28 \cdot 0,7 + 1206,56 \cdot 0,7 + 1206,56 \cdot 0,7 =$$

$$4805,98 \text{ р.}$$

					Экономическая часть	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

СН на 1,2,3,4,5,6:

$$1449,28 \cdot 0,5 + 2400 \cdot 0,5 + 603,28 \cdot 0,5 + 1206,56 \cdot 0,5 + 1206,56 \cdot 0,5 = 3432,84 \text{ р.}$$

Итоговое начисление составляет:

$$1449,28 + 2400 + 603,28 + 1206,56 + 1206,56 + 4805,98 \text{ р.} + 3432,84 = 15104,50 \text{ р.}$$

К затратам организации на оплату труда работников также относятся отчисления в пенсионный фонд России (ПФР) в размере 22% от заработной платы работников, оплата происходит из фондов заработной платы организации, при этом взносы не включаются в состав зарплаты отдельных сотрудников, но учитываются пенсионным фондом при ведении их счетов.

Отчисления в ПФР, страховая и накопительная части (22%):

$$15104,50 \text{ р.} \cdot 0,22 = 3322,99 \text{ р.}$$

Из заработной платы работника изымаются средства в размере **13%** от заработной платы для уплаты **подоходного налога**:

$$16897,98 \text{ р.} \cdot 0,13 = 1963,58 \text{ р.}$$

Так как в организации существует **профсоюзная организация**, то из зарплаты работника изымается **1 %** на профсоюзные взносы (все работники состоят в профсоюзе):

$$16897,98 \text{ р.} \cdot 0,01 = 151,05 \text{ р.}$$

Таким образом получаем:

$$\text{Зарплата работника: } 15104,50 \text{ р.} - 3322,99 \text{ р.} - 1963,58 - 151,05 \text{ р.} = 9666,88 \text{ р.}$$

$$\text{Затраты организации: } (15104,50 \text{ р.} + 3322,99 \text{ р.}) \cdot 2 \text{ чел} = 36854,97 \text{ р.}$$

Линейный трубопроводчик 3 разряд – 2 чел

(1) Повременная оплата труда линейного трубопроводчика 3 разряда (оплата за отработанные часы, при почасовой тарификации):

$$64,00 \text{ руб./час} \cdot 16 \text{ часов} = 1024 \text{ р.}$$

					Экономическая часть	Лист
						91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

(2) Надбавка за вахтовый метод работы – 2400 р.

(3) Надбавка за работу во вредных условиях труда – отсутствует.

(4) Премия - выполнение плана по добыче нефти по региону – 603,28 р.

(5) Премия - выполнения плана ОТМ по цеху – 1206,56 р.

(6) Премия - выполнения плана ОТМ по региону – 1206,56 р.

Итоговое начисление происходит после расчётов северных и районных коэффициентов.

РК на 1,2,3,4,5,6:

$$1024,0 \cdot 0,7 + 2400 \cdot 0,7 + 603,28 \cdot 0,7 + 1206,56 \cdot 0,7 + 1206,56 \cdot 0,7 = 4508,28 \text{ р.}$$

СН на 1,2,3,4,5,6:

$$1024,0 \cdot 0,5 + 2400 \cdot 0,5 + 603,28 \cdot 0,5 + 1206,56 \cdot 0,5 + 1206,56 \cdot 0,5 = 3220,20 \text{ р.}$$

Итоговое начисление составляет:

$$1024,0 + 2400 + 603,28 + 1206,56 + 1206,56 + 4508,28 + 3220,20 = 14168,88 \text{ р.}$$

К затратам организации на оплату труда работников также относятся отчисления в пенсионный фонд России (ПФР) в размере 22% от заработной платы работников, оплата происходит из фондов заработной платы организации, при этом взносы не включаются в состав зарплаты отдельных сотрудников, но учитываются пенсионным фондом при ведении их счетов.

Отчисления в ПФР, страховая и накопительная части (22%):

$$14168,88 \text{ р.} \cdot 0,22 = 3117,15 \text{ р.}$$

Из заработной платы работника изымаются средства в размере **13%** от заработной платы для уплаты **подоходного налога**:

$$14168,88 \text{ р.} \cdot 0,13 = 1841,95 \text{ р.}$$

Так как в организации существует **профсоюзная организация**, то из зарплаты работника изымается **1 %** на профсоюзные взносы (все работники состоят в профсоюзе):

$$14168,88 \text{ р.} \cdot 0,01 = 141,69 \text{ р.}$$

					Экономическая часть	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Таким образом получаем:

Зарплата работника: $14168,88 - 3117,15 - 1841,95 - 141,69 = 9068,08\text{р.}$

Затраты организации: $(14168,88 + 3117,15) \cdot 2 \text{ чел} = 34572,07\text{р.}$

Слесарь-ремонтник 4 разряд – 3 чел

(1)Повременная оплата труда слесаря-ремонтника 3 разряда (оплата за отработанные часы, при почасовой тарификации):

$86,12 \text{ руб./час} \cdot 16 \text{ часов} = 1377,92 \text{ р.}$

(2)Надбавка за вахтовый метод работы – 2400 р.

(3)Надбавка за работу во вредных условиях труда – 1200.

(4)Премия - выполнение плана по добыче нефти по региону – 603,28 р.

(5) Премия - выполнения плана ОТМ по цеху – 1206,56 р.

(6) Премия - выполнения плана ОТМ по региону – 1206,56 р.

Итоговое начисление происходит после расчётов северных и районных коэффициентов.

РК на 1,2,3,4,5,6:

$1377,92 \cdot 0,7 + 2400 \cdot 0,7 + 1200 \cdot 0,7 + 603,28 \cdot 0,7 + 1206,56 \cdot 0,7 + 1206,56 \cdot 0,7$
 $= 5596,02\text{р.}$

СН на 1,2,3,4,5,6:

$1377,92 \cdot 0,5 + 2400 \cdot 0,5 + 1200 \cdot 0,5 + 603,28 \cdot 0,5 + 1206,56 \cdot 0,5 + 1206,56 \cdot 0,5$
 $= 3997,16\text{р.}$

Итоговое начисление составляет:

$1377,92 + 2400 + 1200 + 603,28 + 1206,56 + 1206,56 + 5596,02 + 3997,16 =$
 $17587,50\text{р.}$

					Экономическая часть	Лист
						93
		№	Подпись	Дат		

К затратам организации на оплату труда работников также относятся отчисления в пенсионный фонд России (ПФР) в размере 22% от заработной платы работников, оплата происходит из фондов заработной платы организации, при этом взносы не включаются в состав зарплаты отдельных сотрудников, но учитываются пенсионным фондом при ведении их счетов.

Отчисления в ПФР, страховая и накопительная части (22%):

$$17587,50 \cdot 0,22 = 3869,25 \text{ р.}$$

Из заработной платы работника изымаются средства в размере **13%** от заработной платы для уплаты **подоходного налога**:

$$17587,50 \text{ р.} \cdot 0,13 = 2286,38 \text{ р.}$$

Так как в организации существует **профсоюзная организация**, то из зарплаты работника изымается **1 %** на профсоюзные взносы (все работники состоят в профсоюзе):

$$17587,50 \text{ р.} \cdot 0,01 = 175,78 \text{ р.}$$

Таким образом получаем:

Зарплата работника: $17587,50 - 3869,25 - 2286,38 - 175,78 \text{ р.} = 11256,00 \text{ р.}$

Затраты организации: $(17587,50 + 3869,25) \cdot 3 \text{ чел} = 64370,26 \text{ р.}$

Электрогазосварщик 5 разряд – 2 чел

(1) Повременная оплата труда электрогазосварщика 5 разряда (оплата за отработанные часы, при почасовой тарификации):

$$199,8 \text{ руб./час} \cdot 16 \text{ часов} = 1916,80 \text{ р.}$$

(2) Надбавка за вахтовый метод работы – 2400 р.

(3) Надбавка за работу во вредных условиях труда – 1200 р.

(4) Премия - выполнение плана по добыче нефти по региону – 603,28 р.

(5) Премия - выполнения плана ОТМ по цеху – 1206,56 р.

(6) Премия - выполнения плана ОТМ по региону – 1206,56 р.

					Экономическая часть	Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Итоговое начисление происходит после расчётов северных и районных коэффициентов.

РК на 1,2,3,4,5,6:

$$1916,80р \cdot 0,7 + 2400 \cdot 0,7 + 1200 \cdot 0,7 + 603,28 \cdot 0,7 + 1206,56 \cdot 0,7 + 1206,56 \cdot 0,7 = 5973,24 \text{ р.}$$

СН на 1,2,3,4,5,6:

$$1916,80р \cdot 0,5 + 2400 \cdot 0,5 + 1200 \cdot 0,5 + 603,28 \cdot 0,5 + 1206,56 \cdot 0,5 + 1206,56 \cdot 0,5 = 4266,60 \text{ р.}$$

Итоговое начисление составляет:

$$1916,80р + 2400 + 1200 + 603,28 + 1206,56 + 1206,56 + 5973,24 + 4266,60 = 18773,04 \text{ р.}$$

К затратам организации на оплату труда работников также относятся отчисления в пенсионный фонд России (ПФР) в размере 22% от заработной платы работников, оплата происходит из фондов заработной платы организации, при этом взносы не включаются в состав зарплаты отдельных сотрудников, но учитываются пенсионным фондом при ведении их счетов.

Отчисления в ПФР, страховая и накопительная части (22%):

$$18773,04 \cdot 0,22 = 4130,07 \text{ р.}$$

Из заработной платы работника изымаются средства в размере 13% от заработной платы для уплаты **подоходного налога**:

$$18773,04 \cdot 0,13 = 2440,50р.$$

Так как в организации существует **профсоюзная организация**, то из зарплаты работника изымается 1 % на профсоюзные взносы (все работники состоят в профсоюзе):

$$18773,04 \cdot 0,01 = 187,73 \text{ р.}$$

					Экономическая часть	Лист
						95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Таким образом получаем:

Зарплата работника: 18773,04р.- 4130,07р.- 2440,50р.- 187,73 р.
= 12014,75р.

Затраты организации: (18773,04р. + 4130,07р.)·2 чел = 45806,22р.

Общий фонд заработной платы составляет:

36854,97 + 34572,07 + 64370,26 + 45806,22 = 181603,52 рублей

4.2.3 Расчёт затрат на работу спецтехники подрядных организаций

Для выполнения земляных работ в частности для рытья ремонтного котлована нам понадобится снегоболотоход специальный ДТ 30 ПКЭ 1 цена 1650 руб/час

Снегоболотоход специальный ДТ 30ПКЭ1 необходимо доставить на место проведения работ, для этого необходимо использовать тягач с тралом полуприцепом (Тягач КАМАЗ 65226 и полуприцеп Spetracer 9942L3) и автомобиль безопасности движения Toyota Hilux предоставляемые организацией ООО «Транс сервис». Стоимость работы тягача с тралом 1581,00 руб./час, безопасность движения 582,00 руб./час. На тягач с тралом распространяется дополнительное условие эксплуатации, за 1 км пробега необходима доплата в размере 113,55 руб.

Затраты на доставку снегоболотохода специального ДТ 30ПКЭ1 и водопропускных каналов составляют:

затраты на тягач с тралом: время работы 8 часов, пробег – 120 км.

Затраты составляют: $4 \cdot 1581 + 120 \cdot 113,55 = 6324 + 13626 = 19950$ руб.

					Экономическая часть	Лист
						96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Снегоболотоход специальный ДТ 30ПКЭ1 предоставляется организацией ООО «Транс сервис», стоимость его работы 4443,00 руб./час, время на производство работ – 24 часов.

Затраты составляют: $4443 \cdot 24 = 106632$ руб.

Затраты на работу двух вездеходов ГАЗ 34039 предназначенных для перевозки людей и доставки оборудования предоставляемого ООО «Транс сервис» за весь период проведения работ на строительстве объектов составят 1500 руб./час за одну машину:

$$17 \cdot 2 \cdot 1500 = 51000 \text{ рублей}$$

Таким образом общие затраты на работу спецтехники подрядных организаций составляют 177582 рублей

Общие затраты на проведение работ:

$$25399,98 + 181603,52 + 177582 = 384585,50 \text{ рублей}$$

Таблица 4.3

Затраты на проведение ремонта

Технологическая операция	Затраты на материал	Заработная плата	Затраты на технику	Общие затраты
Замена участка трубопровода	74770,02	177563,24	293037,76	545371,02
Установка катушки	25399,98	181603,52	177582,00	384585,50

Из таблицы мы видим, что установка ремонтной конструкции значительно удешевляет ремонт, экономия составила порядка 160785,52 рублей.

5. Социальная ответственность

5.1 Производственная безопасность

5.1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения

Магистральный нефтепровод «Крапивинское месторождение – пос. Пионерный», DN 630 предназначен для транспортировки нефти.

Техническая характеристика проектируемого магистрального нефтепровода:

- диаметр трубопровода и толщина стенки – 630х8 мм;
- класс прочности нефтепровода – К 52;
- температура перекачиваемой нефти – до плюс 11 °С;

Место расположения производства работ – Каргасокский район Томской области.

Климат района резко континентальный, с суровой продолжительной зимой и теплым, обильным осадками летом. Средняя годовая температура воздуха в районе проведения работ составляет минус минус 1,4 °С. Абсолютная минимальная температура воздуха по данным метеостанции Майск составляет минус 55 °С, по данным метеостанции Средний Васюган – минус 51 °С, абсолютный максимум составляет плюс 37 °С.

					Ремонт участка магистрального трубопровода «Крапивинское месторождение пос. Пионерный» на участке 28 км. Методом установки ремонтной конструкции								
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата									
Разраб.	Петров В.А.				Социальная ответственность				Лит.	Лист	Листов		
Руковод.	Веревкин А.В.										98		
Консульт.	Гуляев М.В								ТПУ гр. 3-2Т00				
Зав. Каф.	Рудаченко А.В.												

При проведении работ на линейной части магистрального нефтепровода персонал попадает в зону действия следующих вредных факторов:

Климатические условия.

При работе в зимнее время необходимо соблюдать следующие требования:

при скорости ветра более 15 м/с все виды работ на открытом воздухе прекращаются при любых, даже небольших отрицательных атмосферных температурах (скорость ветра устанавливается по данным местных метеостанций) [47];

работникам, работающим в холодное время года на открытом воздухе, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха; средства для обогрева предоставляются на месте работ или в непосредственной близости от места работы;

о прекращении работы на открытом воздухе или перерывах должно быть сделано распоряжение. Самовольное установление работниками перерывов, а также самовольное прекращение работы не допускается;

если работы прекращены вследствие низкой температуры или сильного ветра, работники должны быть временно переведены на другую работу в теплое помещение (не распространяется на работников, занятых снегоочистительными и аварийными работами).

Рабочие места на трассе по сварке, а также при других работах следует обеспечивать средствами индивидуального обогрева и защиты от ветра, атмосферных осадков (укрытие, переносные щиты, тенты).

При сварке труб в нитку при прекращении работ концы свариваемого участка трубопровода должны быть закрыты съемными инвентарными заглушками для предотвращения попадания снега и влаги.

При наличии ветра свыше 10 м/с, а также при выпадении атмосферных осадков производить сварочные работы без инвентарных укрытий сварщиков запрещается.

					Социальная ответственность	Лист
						99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены в зимнее время спецодеждой и спецобувью с повышенным суммарным тепловым сопротивлением, а также защитными масками для лица. При работах, связанных с ограниченностью движения, следует применять спецодежду и спецобувь со специальными видами обогрева [47].

Работники должны быть обучены мерам защиты от обморожения и оказанию доврачебной помощи.

Превышение уровней шума.

Допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Зоны с уровнем звука выше 80 дБА обозначаются знаками опасности. Работа в этих зонах без использования средств индивидуальной защиты слуха не допускается [21].

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся:

- использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи); средств звукопоглощения.

Также необходимо использовать рациональные режимы труда и отдыха работников.

В качестве СИЗ Государственным стандартом предусмотрены заглушки-вкладыши (многократного или однократного пользования, вкладыши "Беруши"), заглушающая способность которых составляет 6-8 дБА. В случаях более высокого превышения уровней шума следует использовать наушники, надеваемые на ушную раковину. Наушники могут быть независимыми либо встроенными в головной убор или в другое защитное устройство [22].

Превышение уровней вибрации.

Для санитарного нормирования и контроля используются средние квадратические значения виброускорения или виброскорости, а также их логарифмические уровни в децибелах. Для первой категории общей вибрации, по санитарным нормам скорректированное по частоте значение виброускорения составляет 62 дБ, а для виброскорости – 116дБ. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц [23].

					Социальная ответственность	Лист
						100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Вибробезопасные условия труда должны быть обеспечены:

- применением вибробезопасного оборудования и инструмента; применением средств индивидуальной защиты тела от вибрации, снижающих воздействие от вибрации на работающих на путях ее распространения от источника возбуждения;
- организационно-техническими мероприятиями (поддержанию в условиях эксплуатации технического состояния машин и механизмов на уровне, предусмотренном нормативно технической документацией на них; введение режимов труда, регулирующих продолжительность воздействия вибрации на работающих; вывод работников из мест с превышением ДУ по вибрации) [23].

Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны.

На месте проведения газоопасных работ согласно наряда-допуска должен быть организован контроль воздушной среды не реже одного раза в час, по первому требованию работника, после каждого перерыва в работе, перед началом и после окончания работ, анализ воздушной среды проводится анализаторами течеискателями АНТ – 3, и АНТ – 3М, в точках определенных согласно наряда-допуска. Все исполнители работ по наряду-допуску на газоопасные работы, включая работников подрядных организаций, должны быть обеспечены индивидуальными газоанализаторами-сигнализаторами, а также индивидуальными противогазами ППФ и ППФ-5М для выхода из загазованной зоны. Запрещается пользоваться газосигнализаторами не прошедшими государственную поверку или с просроченным сроком поверки, не имеющими паспорта и сертификата.

Концентрация вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). Предельно допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет 1,1-10 мг/м³, для углеводородов ПДК равно 300 мг/м³[25].

					Социальная ответственность	Лист
						101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Применяемые спецодежда, спецобувь, каски, щитки защитные лицевые, очки защитные и другие средства индивидуальной защиты должны иметь сертификат соответствия или декларацию соответствия, соответствовать требованиям санитарных правил, иметь санитарно-эпидемиологическое заключение и подвергаться периодическим контрольным осмотрам и испытаниям в порядке и сроки, установленные техническими условиями на них. Работники не должны допускаться к работе без положенной по нормативам спецодежды и средств индивидуальной защиты [26].

Уменьшение запыленности и загазованности воздуха достигается за счет регулярной вентиляции рабочей зоны приточными вентиляторами.

Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах («Лепесток», Ф-62Ш, У-2К, «Астра-2», РП-КМ), защитных очках и комбинезонах. При загазованности траншеи или котлована в результате утечки паров углеводородов необходимо остановить работы, вывести людей из рабочей зоны до выявления причин загазованности, и устранения их [25].

Недостаточная освещенность рабочей зоны.

Электрическое освещение строительных площадок и участков подразделяется на рабочее, аварийное, эвакуационное и охранное [24].

При наступлении темноты участки работ, рабочие места, проезды и проходы к ним должны быть освещены:

- не менее 10 люкс при выполнении земляных работ;
- не менее 100 люкс на рабочем месте при выполнении монтажных и изоляционных работ;
- не менее 2 люкс на проездах в пределах рабочей площадки;
- не менее 5 люкс в проходах к месту производства работ.

Освещенность должна быть равномерной, без слепящего действия осветительных приспособлений на работающих. При выполнении

газоопасных работ для освещения рабочих мест должны использоваться светильники во взрывозащищенном исполнении.

Рабочее освещение предусматривается для всех строительных площадок и участков, где работы выполняются в ночное и сумеречное время суток, и осуществляется установками общего (равномерного или локализованного) и комбинированного освещения (к общему добавляется местное).

Для освещения мест производства наружных строительных и монтажных работ применяются лампы накаливания общего назначения, лампы накаливания прожекторные, лампы накаливания галогенные, лампы ртутные газоразрядные высокого давления, лампы ксеноновые, лампы натриевые высокого давления.

Аварийное освещение следует предусматривать в местах производства работ по бетонированию ответственных конструкций в тех случаях, когда по требованиям технологии перерыв в укладке бетона недопустим.

Аварийное освещение на участках бетонирования железобетонных конструкций должно обеспечивать освещенность 3 лк, а на участках бетонирования массивов - 1 лк на уровне укладываемой бетонной смеси.

Для осуществления охранного освещения следует выделять часть светильников рабочего освещения. Охранное освещение должно обеспечивать на границах строительных площадок или участков производства работ горизонтальную освещенность 0,5 лк на уровне земли или вертикальную на плоскости ограждения.

Контакт с животными, насекомыми, пресмыкающимися.

В летнее время года работающие на открытых площадках работники должны быть обеспечены за счет предприятия СИЗ (репелленты, защитные костюмы пропитанные специальными составами от гнуса и энцефалитного клеща), а также должна быть организована профилактическая работа по вакцинации против энцефалитного клеща.

					Социальная ответственность	Лист
						103
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

5.1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения.

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.

При выполнении работ с применением ПС запрещается:

- нахождение людей возле работающего крана стрелового типа во избежание зажатия их между поворотной частью и другими неподвижными сооружениями;

- нахождение людей под стрелой ПС при ее подъеме и опускании с грузом и без груза;

- включение механизмов ПС при нахождении людей на поворотной платформе ПС вне кабины;

При работе экскаватора необходимо осуществлять следующие меры предосторожности:

- находиться не ближе 5 м от зоны максимального выдвижения ковша;

Запрещается производить погрузку, если в кабине водителя или между автомобилем и экскаватором находятся люди.

Также необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица имеющие на это право.

Электрическая дуга и искры при сварке

Для защиты работников выполняющих сварочно-монтажные работы от необходимо использовать: защитные костюмы из огнестойких материалов, сварочные маски, подшлемники, краги.

Взрывоопасность и пожароопасность.

При производстве работ по ремонту магистрального трубопровода необходимо выполнять требования [РД 39-00147105-015-98](#), проектов производства работ, инструкций по безопасному выполнению данных работ.

					Социальная ответственность	Лист
						104
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Место производства работ в радиусе 20м от вскрытой траншеи должно быть ограждено и обозначено предупреждающими знаками, ограждено сигнальной лентой, в ночное время – освещаться световыми сигналами. При необходимости должны быть выставлены посты с целью исключения пребывания посторонних лиц в опасной зоне.

До начала производства работ необходимо устранить замазученность территории, исключить наличие на территории горючих материалов.

Освещение рабочих площадок должно производиться светильниками и прожекторами во взрывозащитном исполнении, для местного освещения необходимо применять светильники во взрывозащищенном исполнении напряжением не более 12В.

На месте проведения огневых работ должны быть следующие первичные средства пожаротушения:

а) огнетушители порошковые ОП-9(10) – 10шт. или один огнетушитель ОП-70(100), или два огнетушителя ОП-35(50);

б) кошма или противопожарное полотно размером 2х2 м – 2 шт. или 1,5х2,0м – 3шт.;

в) два ведра, две лопаты, один топор, один лом.

При проведении ремонтных работ в местах, недоступных для проезда пожарных автомобилей (горы, болота), а также при работах, не связанных со вскрытием полости МН и МНПП, откачкой нефти и нефтепродуктов и в других предусмотренных нормативными документами случаях по согласованию с СПО, вместо пожарных автоцистерн на месте производства работ необходимо организовать пожарный пост, который должен быть оснащен огнетушителями ОП-9(10)(ОУ-7(10)) – 10шт. или ОП-35(50) (ОУ-30(40)) – 2шт., ящиком с песком ($V=1\text{м}^3$), одним ломом, двумя лопатами, одним топором, кошмой или противопожарным полотном 2х2м – 2шт. или 1,5х2,0м – 3шт. На месте производства работ приказом по эксплуатирующей или подрядной организации из числа работающих должен

					Социальная ответственность	Лист
						105
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

создаваться боевой расчет с распределением обязанностей согласно утвержденному табелю.

Самоходная техника, сварочные агрегаты, компрессоры, задействованные в производстве подготовительных и огневых работ, должны быть обеспечены не менее чем двумя огнетушителями ОУ-3(5) – ОУ-7(10), ОП-4(5) – ОП-9(10) (каждая единица техники).

Перед началом основных работ в ремонтном котловане пожарный автомобиль (мотопомпа, прицеп) должен быть установлен на расстоянии не ближе 30 м от места производства работ, проложены пожарные рукава, присоединены пожарные стволы или пеногенераторы, а также произведена проверка подачи огнетушащих веществ и их качества. Не более 3м от края траншеи (котлована) должен быть выставлен (организован) пожарный пост. Водитель пожарного автомобиля должен находиться у места управления пожарным насосом и действовать по команде ответственного за производство работ. Все средства пожаротушения должны быть исправны и находиться в полной готовности в течение всего периода производства работ. При отрицательной температуре воздуха вода и пенообразователь в цистерне должны подогреваться для предотвращения их замерзания пожаробезопасным способом.

Ответственный за обеспечение пожарной безопасности объекта обязан обеспечить проверку места проведения огневых работ или других пожароопасных работ в течение 3 ч после их окончания.

Пожарная безопасность при проведении ремонтных и эксплуатационных работ на линейной части МН и МНПП должна обеспечиваться боевым пожарным расчетом на пожарной автоцистерне, заполненной пенообразователем и водой, или другой пожарной техникой.

					Социальная ответственность	Лист
						106
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Повреждение электрическим током.

В отношении опасности поражения людей электрическим током различаются (ПУЭ):

1. Помещения без повышенной опасности, в которых отсутствуют условия, создающие повышенную или особую опасность (см. пп. 2 и 3).

2. Помещения с повышенной опасностью, характеризующиеся наличием в них одного или следующих условий, создающих повышенную опасность:

а) сырости (влажность воздуха от 60 до 75 %) или токопроводящей пыли (большое количество технологической пыли, оседающей на проводах, проникающей внутрь машин, аппаратов и т.п.);

б) токопроводящих полов (металлические, земляные, железобетонные, кирпичные и т.п.);

в) высокой температуры (более 35 °С);

г) возможности одновременного прикосновения человека к имеющим соединение с землей металлоконструкциям зданий, технологическим аппаратам, механизмам и т.п., с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования, - с другой.

3. Особоопасные помещения, характеризующиеся наличием одного из следующих условий, создающих особую опасность:

а) особой сырости (влажность воздуха близка к 100 %);

б) химически активной или органической среды (агрессивные пары газы, жидкости, образуются отложения или плесень, разрушающие изоляцию и токоведущие части электрооборудования);

в) одновременно двух или более условий повышенной опасности (см. п. 2).

4. Территории размещения наружных электроустановок. В отношении опасности поражения людей электрическим током эти территории приравниваются к особо опасным помещениям.

					Социальная ответственность	Лист
						107
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

В соответствии с вышеуказанной классификацией, строительство магистрального нефтепровода приравнивается к особо опасным помещениям.

Главными причинами электротравматизма являются:

1. Появление напряжения там, где в нормальных условиях не должно быть. Такие случаи встречаются в практике довольно часто. Под напряжением могут оказаться корпуса оборудования, металлические конструкции, строительные элементы и т. п. Чаще всего это происходит вследствие повреждения изоляции кабелей, проводов или обмоток электродвигателей и электрического соединения токоведущих частей с указанными конструкциями.

2. Возможность прикосновения к неизолированным токо-ведущим частям.

3. Образование электрической дуги между человеком и токоведущими частями электроустановки напряжением свыше 1000 в.

4. Несогласованные и ошибочные действия персонала. Например, подача напряжения на установку; где работают люди.

Основными условиями, обеспечивающими устранение электротравм являются:

- а) правильное устройство электроустановок;
- б) обученность электроперсонала;
- в) соблюдение правил по безопасному обслуживанию электроустановок;
- г) надзор за производством работ в электроустановках.

Для защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током, от действия электрической дуги и т.п. все электроустановки должны быть снабжены средствами защиты, а также средствами оказания первой помощи в соответствии с «Правилами применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках».

					Социальная ответственность	Лист
						108
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Для защиты людей от поражения электрическим током при повреждении изоляции должна быть применена, по крайней мере, одна из следующих защитных мер: заземление, зануление, защитное отключение, разделительный трансформатор, малое напряжение, двойная изоляция, выравнивание потенциалов.

Для обеспечения безопасности при эксплуатации электроустановок необходимо предусматривать:

схемы электроснабжения приемников, обеспечивающих их надежную работу;

расчетные нагрузки на провода и кабели, не превышающие максимально допустимый ток нагрузки (ПУЭ, гл.1-3);

электрические розетки с защитными шторками;

заземляющие устройства.

Заземление приборов, аппаратов, металлических стоек, щитов, брони кабелей произвести с учетом требований СНиП 3.05.06-85 «Электротехнические устройства» [52] и ПУЭ «Правила устройства электроустановок» [53].

Все работы по монтажу должны выполняться в соответствии:

с РД 153-34.0-03.150-00 ПОТ РМ 016-2001 «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок»;

с правилами устройства электроустановок (ПУЭ «Правила устройства электроустановок», издание шестое, переработанное и дополненное, с изменениями и отдельные главы седьмого издания»);

с требованиями СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования».

Монтаж нового электрооборудования и кабельных сетей следует выполнять согласно действующим нормативным документам для данного класса помещений. Все работы по монтажу, модернизации устройств, выполняемые в действующих электроустановках, следует производить по нарядам-допускам.

					Социальная ответственность	Лист
						109
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

При направлении бригады рабочих на объект необходимо:

оформить распоряжение в «Журнале учета работ по нарядам-допускам и распоряжениям на порученную работу» и без проведения целевого инструктажа;

получить разрешение от старшего оперативного лица на подготовку рабочего места и допуск бригады к выполнению работ по наряд-допуску;

в наряд-допуске должны быть определены необходимые меры безопасности соответствующие характеру и месту работы (отключение цепи дистанционного управления секционирующего разъединителя, установление заземление у секционирующего разъединителя).

Для защиты от поражения электрическим током персонала необходимо использовать следующие средства индивидуальной защиты: диэлектрические перчатки и галоши (дежурные), резиновые коврики, изолирующие подставки.

Оператор ППС выполняющий переключения в электроустановках должен иметь допуск к проведению данных оперативных переключений.

Для оперативного управления электрохозяйством должна быть разработана «Инструкция по оперативному управлению электрохозяйством» с содержанием раздела по производству оперативных переключений в электроустановках линейной части нефтепровода, раздела ликвидации аварийных режимов и «Инструкция по ведению оперативных переговоров и записей».

Подключение аварийной или резервной ТЭП к сетям (электроприемникам) Потребителя вручную разрешается только при наличии блокировок между коммутационными аппаратами, исключающих возможность одновременной подачи напряжения в сеть Потребителя и в сеть энергоснабжающей организации.

Работы, связанные с присоединением (отсоединением) проводов, наладкой электроустановок выполнять электротехническим персоналом, имеющим соответствующую квалификационную группу по охране труда.

					Социальная ответственность	Лист
						110
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Присоединение к электрической сети передвижных электроустановок, ручных электрических машин и переносных электрических светильников при помощи штепсельных соединений, удовлетворяющих требованиям электробезопасности, разрешается выполнять персоналу, допущенному к работе с ними.

Установку предохранителей, а также электрических ламп выполнять электромонтером с применением средств индивидуальной защиты. Монтажные работы на электрических сетях и электроустановках выполнять после полного снятия с них напряжения и при осуществлении мероприятий по обеспечению безопасного выполнения работ.

Оборудование с электроприводом заземлить.

До начала сварочных работ необходимо проверить исправность электродержателя и надежность его изоляции, исправность предохранительной маски с защитным стеклом и светофильтром, а также состояние изоляции проводов, плотность соединений контактов сварочного провода.

Сварочные провода следует прокладывать так, чтобы их не повредили проходящие машины. Эти провода не должны касаться металлических предметов, шлангов для кислорода и пропана.

Токоведущие части электроустановок должны быть изолированы, ограждены или размещены в местах, не доступных для прикосновения к ним. Защиту электрических сетей и электроустановок строительной площадки от токов междуфазного короткого замыкания и замыкания на корпус обеспечить с помощью установки предохранителей с калиброванными плавкими вставками или автоматическими выключателями.

5.2. Экологическая безопасность.

Проведение природоохранных мероприятий должно обеспечивать возможность сохранения существующего до начала строительства и потенциально достижимого при строительстве:

					Социальная ответственность	Лист
						111
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

- уровня загрязнения природной среды;
- локализацию и уменьшение активности опасных природных процессов [14,15].

Основными природоохранными требованиями при выполнении различных строительно-монтажных работ являются следующие:

все строительно-монтажные работы должны производиться исключительно в пределах полосы отвода;

на отдельных участках трассы, в соответствии с утвержденным проектом рекультивации, должно производиться снятие и обратное восстановление плодородного слоя грунта;

при земляных работах на эрозионноопасных участках необходимо проведение противоэрозионных мероприятий;

при расчистке трассы от леса на заболоченных участках корчевку следует производить только на полосе проектируемой траншеи; на остальной части полосы отвода срезка древесно-кустарниковой растительности должна производиться максимально близко к поверхности;

заправка техники на трассе должна производиться на специально оборудованных площадках;

сбор бытового и производственного мусора предусматривается в специальные контейнеры или плотные пластиковые мешки, для последующего сжигания в специальных установках и/или вывоза в согласованные места;

в целях предотвращения обводнения и заболачивания строительной полосы и прилегающих участков, для переездов строительных колонн через естественные полосы стока и водотоки должны строиться переезды с водопропуском;

для нейтрализации процессов водной эрозии на склоновых участках трассы трубопровода требуется засыпать эрозионные формы крупнообломочным материалом;

					Социальная ответственность	Лист
						112
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

для уменьшения воздействия на водоисточник при заборе воды для гидроиспытаний требуется устройство прямков с рыбозащитной сеткой;

для предотвращения загрязнения рек сбросной водой после промывки трубопроводов перед гидроиспытаниями следует устраивать амбары-отстойники;

сброс воды после гидроиспытаний необходимо производить методами, предотвращающими размыв рельефа, в том числе берегов и русел рек;

строительство временных внутрассовых объектов (производственных баз, площадок складирования) выполняется без снятия плодородного слоя почв;

организация сбора и регулярная утилизация ТБО;

временное хранение ТБО производить в специальных емкостях на оборудованных площадках;

при устройстве выгребных ям (полевых туалетов) должна обеспечиваться их полная гидроизоляция и своевременный вывоз фекальных отходов в согласованные места;

сточные воды должны обязательно проходить очистку до требуемых санитарных (или рыбохозяйственных) показателей – на автономной очистной установке или вывозиться на согласованные очистные сооружения населенных пунктов;

не допускается сброс на рельеф сточных вод;

дизель-генераторы устанавливаются на бетонное основание с бортиком, с устройством прямка глубиной 0,5 м; на дне прямка устраивается фильтр для улавливания нефтяной пленки, следующей конструкции: слой щебня толщиной 10 см, затем слой крупного песка толщиной 10см и затем второй слой щебня; периодически производится замена верхнего слоя щебня;

					Социальная ответственность	Лист
						113
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

при демонтаже временных площадок предварительно производится полная откачка и вывоз сточных вод из септиков и фекальных отходов – из полевых туалетов, засыпка этих подземных сооружений грунтом с уплотнением, что предотвратит вторичное загрязнение почво-грунтов и грунтовых вод;

после окончания строительно-монтажных работ нарушенные строительством земельные участки, предоставленные в краткосрочную аренду, должны быть рекультивированы и возвращены основному землепользователю.

Контроль за выполнением природоохранных требований должен производиться контролирующими природоохранными организациями, с использованием инженерно-экологического мониторинга.

Строительные и монтажные работы вести строго на отведенной полосе с минимальным ущербом для окружающей среды.

До начала строительно-монтажных работ Подрядчик издает Приказ о соблюдении вышеуказанных требований с назначением ответственных лиц. С приказом должны быть ознакомлены все работники подрядной организации.

С целью минимизации и предупреждения вредного антропогенного воздействия должно быть выполнено следующее: проведены инструктажи обслуживающего персонала по вопросам соблюдения норм и правил экологической и противопожарной безопасности, требований санитарно-эпидемиологической службы, ознакомление его с особым режимом деятельности в водоохраных и санитарно – защитных зонах водотоков и водозаборов.

5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

Работы по ликвидации аварий на линейной части магистрального трубопровода, должны проводиться в соответствии нормативных документов ОАО «АК «Транснефть».

					Социальная ответственность	Лист
						114
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

В случае снижения давления при гидроиспытаниях, очистке и диагностическому обследованию трубопровода необходимо срочно доложить о создавшейся обстановке Руководителю работ.

Доклад должен содержать следующие сведения:

- номер поста;
- причина падения давления;
- местоположение выхода воды;
- характер течи (отпотевание, капельная течь, струя и т.д.);
- характер повреждения (разрыв сварного шва продольного поперечного, отрыв заглушки, отрыв патрубка, манометра и т. д.).

Снизить давление в трубопроводе до атмосферного для определения места разгерметизации и в дальнейшем строго выполнять указания Руководителя работ. Очистка и диагностическое обследование трубопровода должны быть прервано и давление снижено до статического давления на данном участке нефтепровода в случаях:

- обнаружения выхода воды на трубопроводе;
- возникновения непредвиденных обстоятельств при которых продолжение испытаний может привести к аварии или опасной ситуации.

Распоряжение о прекращении или перерыве в очистке и диагностическом обследовании трубопровода отдает руководитель работ по профилометрии.

Место повреждения определяется визуально по выходу воды из плетей и акустическим методом (по звуку утечки), по падению давления на участке.

Выявленные при очистке и диагностическому обследованию трубопровода дефекты, повреждения и их последствия устраняются заменой дефектного участка.

					Социальная ответственность	Лист
						115
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

При проведении работ по ликвидации аварий на ЛЧ МТ должна быть обеспечена устойчивая телефонная или радиосвязь с местом проведения работ.

Место проведения аварийных работ в темное время суток должно быть обеспечено освещением.

Место проведения аварийных работ должно быть обеспечено пожарным постом со средствами пожаротушения.

5.4. Инструктирование и обучение.

Инструктирование и обучение работников являются федеральными требованиями, обязательными для проекта. Обязательное обучение, обеспечиваемое Подрядчиком, включает в себя следующие требования:

все принимаемые на работу лица, а также командированные в организацию работники и работники сторонних организаций, выполняющие работы на выделенном участке, проходят вводный инструктаж. Вводный инструктаж проводит инженер по охране труда, либо лицо, на которое возложены эти обязанности, в специально отведенном для этого месте, оборудованном пособиями, специальными техническими средствами. Вводный инструктаж проводят по программе, разработанной отделом охраны труда с учетом требований стандартов, правил, норм и инструкций по охране труда, а также всех особенностей производства, утвержденной руководителем предприятия. Продолжительность инструктажа устанавливается в соответствии с утвержденной программой. О проведении вводного инструктажа делается запись в журнале регистрации вводного инструктажа с обязательной подписью инструктируемого и инструктирующего;

инструктаж на рабочем месте проводится со всеми работниками независимо от их ведомственной принадлежности, работа которых связана с технологическим оборудованием или ведением технологических процессов по основной и совмещаемым профессиям. Инструктаж на рабочем месте проводит непосредственный руководитель работ;

					Социальная ответственность	Лист
						116
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

проведение инструктажей на рабочем месте включает в себя ознакомление работников с имеющимися опасными или вредными производственными факторами, изучение требований охраны труда, инструкциях по охране труда, технической, эксплуатационной документации, а также применение безопасных методов и приемов выполнения работ;

первичный инструктаж на рабочем месте проводится непосредственным руководителем до начала производственной деятельности с переводимыми из одного подразделения в другое, с работниками, выполняющими новую для них работу, командированными, временными работниками, со строителями, выполняющими строительно-монтажные работы на территории действующего предприятия. Первичный инструктаж на рабочем месте проводят по программам, разработанным и утвержденным руководителями производственных и структурных подразделений предприятия с учетом требований стандартов, соответствующих правил, норм, и инструкций по охране труда, производственных инструкций и другой технической документации. Программы согласовывают с отделом охраны труда и профсоюзным комитетом подразделения, предприятия;

повторный инструктаж проводит непосредственный руководитель работ не реже чем один раз в три месяца по программе первичного инструктажа на рабочем месте. Повторный инструктаж проводится с целью обновления, углубления и закрепления знаний требований безопасности при выполнении исполнителями основных и наиболее часто выполняемых работ и операций;

					Социальная ответственность	Лист
						117
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

внеплановый инструктаж проводят при введении в действие новых или переработанных стандартов, правил, инструкций по охране труда, а также изменений к ним, при изменении технологического процесса, замене или модернизации оборудования, приспособлений и инструмента, исходного сырья, материалов и других факторов, влияющих на безопасность труда, при нарушении работающими и учащимися требований безопасности труда, которые могут привести или привели к травме, аварии, взрыву или пожару, отравлению;

целевой инструктаж проводят при выполнении разовых работ, не связанных с прямыми обязанностями по профессии работника (погрузка, выгрузка, уборка территории, разовые работы вне предприятия и т.п.), при ликвидации последствий аварий, стихийных бедствий и катастроф. Целевой инструктаж с работниками, проводящими работы с оформлением наряда-допуска на огневые, газоопасные и другие работы повышенной опасности проводит ответственный за безопасное производство работ и с записью в наряде-допуске.

К проведению сварочных работ и работ с переносным электроинструментом допускаются лица, прошедшие предварительное обучение, проверку знаний инструкций по охране труда, имеющие запись в квалификационном удостоверении о допуске к выполнению работ с переносным электроинструментом и группу по электробезопасности не ниже II, имеющие наряд-допуск.

Ответственный за проведение работ должен иметь группу по электробезопасности не ниже, чем у подчиненного персонала, и в своей работе руководствоваться требованиями Межотраслевых правил по охране труда (правил безопасности) при эксплуатации электроустановок.

Запрещается оставлять без надзора электроинструмент, присоединенный к сети, а также передавать его лицам, не имеющих допуска к работе с ним.

					Социальная ответственность	Лист
						118
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Проведение всех видов инструктажей и стажировки оформляется в Журнале регистрации инструктажей персонала на рабочем месте с указанием причины их проведения.

Протоколирование

Все необходимые протоколы по охране труда должен вести Подрядчик. Кроме этого Подрядчик ведет журнал проверки состояния условий труда, составляет отчеты по расследованию несчастных случаев. Копии указанных документов должны храниться на рабочей площадке и незамедлительно предоставляться Заказчику по его требованию.

Пожарная безопасность

Подрядчик отвечает за пожарную безопасность на рабочих участках, включая городки строителей и производственные базы.

Подрядчик обязан обеспечить наличие утвержденного пожарного оборудования, а его работники должны быть обучены работе с таким оборудованием.

Исполнитель работ должен разработать инструкции о мерах пожарной безопасности для каждого взрывопожарного участка в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 25.04.2012 №390.

Все работники строительной организации должны допускаться к работе только после прохождения противопожарного инструктажа, а при изменении специфики работы проходить дополнительное обучение по предупреждению и тушению возможных пожаров в порядке, установленном руководителем.

Организации, их должностные лица и граждане, нарушившие требования пожарной безопасности несут ответственность в соответствии с законодательством Российской Федерации.

					Социальная ответственность	Лист
						119
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Разработанная подрядной организацией инструкция о мерах противопожарной безопасности должна содержать обязанности и действия работников при пожаре; отражать вопросы порядка содержания территории строительства, зданий и помещений; порядок, нормы хранения и транспортировки взрывопожароопасных веществ и пожароопасных веществ и материалов; проведения огневых работ; порядок сбора, хранения и удаления горючих веществ и материалов, содержания и хранения спецодежды.

Строительные организации должны быть оснащены средствами пожаротушения. Помимо этого, каждая строительная машина, а также каждый вагон-домик должны быть оснащены огнетушителями.

У въезда на территорию строительства устанавливается план пожарной эвакуации и защиты с нанесенными строящимися и вспомогательными сооружениями, въездами и выездами, местонахождением водоисточников (пожарных резервуаров), средств пожаротушения и связи.

К городкам строителей, производственным базам, местам хранения строительных материалов, конструкций и оборудования должен быть обеспечен свободный подъезд.

Территория, занятая под склады горючих материалов, а также под производственные, складские и вспомогательные строения из горючих и трудно горючих материалов, должна быть очищена от сухой травы, бурьяна, коры и щепы.

Сигнальные цвета и знаки пожарной безопасности должны соответствовать требованиям нормативных документов по пожарной безопасности.

Не допускается размещение сооружений на территории строительства с отступлениями от действующих норм и правил и утвержденного генплана.

На территории строительства площадью 5 га и более должно быть не менее двух въездов с противоположных сторон площадки. Дороги должны иметь покрытие, пригодное для проезда пожарных автомобилей в любое время года. Ворота для въезда должны быть шириной не менее 4,5 м.

					Социальная ответственность	Лист
						120
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Во всех производственных, административных, складских и вспомогательных помещениях на видных местах должны быть вывешены таблички с указанием номера телефона вызова пожарной охраны.

На объектах строительства распорядительным документом должен быть установлен соответствующий их пожарной опасности противопожарный режим, в том числе:

определены и оборудованы места для курения;

установлен порядок уборки горючих отходов и пыли, хранения промасленной спецодежды;

определен порядок обесточивания электрооборудования в случае пожара и по окончании рабочего дня;

регламентированы:

- порядок проведения временных огневых и других пожароопасных работ;

- порядок осмотра и закрытия помещений после окончания работы;

- действия работников при обнаружении пожара;

- определен порядок и сроки прохождения противопожарного инструктажа и занятий по пожарно-техническому минимуму, а также назначены ответственные за их проведение.

Работники строительных организаций, должны:

соблюдать на производстве и в быту требования пожарной безопасности, а также соблюдать и поддерживать противопожарный режим;

выполнять меры предосторожности при пользовании газовыми приборами, предметами бытовой химии, проведении работ с легковоспламеняющимися и горючими жидкостями, другими опасными в пожарном отношении веществами, материалами и оборудованием;

в случае обнаружения пожара сообщить о нем в подразделение пожарной охраны, ответственному лицу за пожарную безопасность и принять возможные меры к спасению людей, имущества и ликвидации пожара.

					Социальная ответственность	Лист
						121
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Передвижная электростанция должна быть обеспечена автоматическим пожаротушением аэрозольного типа.

При приемке от поставщика материалов, изделий и оборудования, изготовители должны указывать в соответствующей технической документации показатели их пожарной безопасности, а также меры пожарной безопасности при обращении с ними.

Места проведения огневых работ следует обеспечивать первичными средствами пожаротушения (огнетушитель, ящик с песком и лопатой, ведром с водой).

При проведении огневых работ запрещается:

приступать к работе при неисправной аппаратуре;

производить огневые работы на свежеокрашенных горючими красками (лаками) конструкциях и изделиях;

хранить в сварочных кабинах одежду, ЛВЖ, ГЖ и другие горючие материалы;

допускать к самостоятельной работе учеников, а также работников, не имеющих квалификационного удостоверения и талонов по технике пожарной безопасности;

допускать соприкосновение электрических проводов с баллонами со сжатыми, сжиженными и растворенными газами.

Переносные ацетиленовые генераторы следует устанавливать на открытых площадках.

Закрепление газопроводных шлангов на присоединительных ниппелях аппаратуры, горелок, резаков и редукторов должно быть надежно выполнено с помощью хомутов или не менее чем в двух местах по длине ниппеля мягкой отоженной (вязальной) проволокой. Оставлять включенные горелки без присмотра не разрешается.

					Социальная ответственность	Лист
						122
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Хранение и транспортирование баллонов с газами должно осуществляться только с навинченными на их горловины предохранительными колпаками. При транспортировании баллонов нельзя допускать толчков и ударов. К месту сварочных работ баллоны должны доставляться на специальных тележках, носилках, санках.

Баллоны с газом при их хранении, транспортировании и эксплуатации должны быть защищены от действия солнечных лучей и других источников тепла.

Баллоны, устанавливаемые в помещениях, должны находиться от приборов отопления и печей на расстоянии не менее 1 м, а от источников тепла с открытым огнем - не менее 5 м.

Хранение в одном помещении кислородных баллонов и баллонов с ГГ, а также красок, масел и жиров не разрешается.

При обращении с порожними баллонами из-под кислорода или ГГ должны соблюдаться такие же меры безопасности, как и с наполненными баллонами.

При проведении газосварочных или газорезательных работ запрещается:

отогревать замерзшие ацетиленовые генераторы, трубопроводы, вентили, редукторы и другие детали сварочных установок открытым огнем или раскаленными предметами;

допускать соприкосновение кислородных баллонов, редукторов и другого сварочного оборудования с различными маслами, а также промасленной одеждой и ветошью;

производить продувку шланга для ГГ кислородом и кислородного шланга ГГ, а также взаимозаменять шланги при работе;

пользоваться шлангами, длина которых превышает 30 м, а при производстве монтажных работ - 40 м;

перекручивать, заламывать или зажимать газоподводящие шланги.

					Социальная ответственность	Лист
						123
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Провода, подключенные к сварочным аппаратам, распределительным щитам и другому оборудованию, а также к местам сварочных работ, должны быть надежно изолированы и в необходимых местах защищены от действия высокой температуры, механических повреждений или химических воздействий.

Кабели (провода) электросварочных машин должны располагаться от трубопроводов кислорода на расстоянии не менее 0,5 м, а от трубопроводов ацетилена и других ГГ - не менее 1 м.

В качестве обратного проводника, соединяющего свариваемое изделие с источником сварочного тока, могут служить стальные или алюминиевые шины любого профиля, сварочные плиты, стеллажи и сама свариваемая конструкция при условии, если их сечение обеспечивает безопасное по условиям нагрева протекание тока.

Соединение между собой отдельных элементов, используемых в качестве обратного проводника, должно выполняться с помощью болтов, струбцин или зажимов.

Электросварочная установка на время работы должна быть заземлена. Помимо заземления основного электросварочного оборудования в сварочных установках следует непосредственно заземлять тот зажим вторичной обмотки сварочного трансформатора, к которому присоединяется проводник, идущий к изделию (обратный проводник).

Чистка агрегата и пусковой аппаратуры должна производиться ежедневно после окончания работы. Техническое обслуживание и планово-предупредительный ремонт сварочного оборудования должны производиться в соответствии с графиком.

При использовании горючих веществ, их количество на рабочем месте не должно превышать сменной потребности. Емкости с горючими веществами нужно открывать только перед использованием, а по окончании работы закрывать и сдавать на склад.

					Социальная ответственность	Лист
						124
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Тара из-под лакокрасочных материалов должна быть плотно закрыта, и храниться на специально отведенных площадках, вне помещений.

Котел для растапливания битума должен быть исправен. Он должен быть снабжен плотно закрывающейся крышкой из негорючих материалов. Заполнение котла допускается не более чем на 3/4 его вместимости. Загружаемый в котел наполнитель должен быть сухим. Для целей пожаротушения место варки битума необходимо обеспечить ящиком с песком емкостью 0,5 м³, лопатами и огнетушителями. В процессе варки и разогрева битумных составов не разрешается оставлять котел без присмотра. При приготовлении битумной мастики разогрев растворителей не допускается. Не разрешается пользоваться открытым огнем в радиусе 50 м от места смешивания битума с растворителями. Доставку горячей битумной мастики на рабочие места необходимо осуществлять в специальных металлических бачках, имеющих форму усеченного конуса, обращенного широкой стороной вниз, с плотно закрывающимися крышками. Крышки должны иметь запорные устройства, исключающие открывание при падении бачка. Переносить мастики в открытой таре не разрешается.

При проведении строительных работ в лесах подрядные организации обязаны соблюдать «Правила пожарной безопасности в лесах», утв. Постановлением Правительства Российской Федерации, № 417 от 30.06.2007г.

Подрядные организации в местах проведения на территории лесного фонда строительных работ обязаны иметь средства пожаротушения в соответствии с нормами, утвержденными федеральным органом исполнительной власти в области лесного хозяйства и федеральным органом исполнительной власти по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий, а также содержать указанные средства в пожароопасный период в готовности, обеспечивающей их немедленное использование.

					Социальная ответственность	Лист
						125
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

В случае отсутствия утвержденных норм на указанные средства юридические лица обязаны иметь первичные средства пожаротушения, перечень и количество которых определяется территориальными органами исполнительной власти в области лесного хозяйства. Юридические лица, осуществляющие работы на участках лесного фонда и землях, граничащих с лесным фондом, за нарушение требований и правил пожарной безопасности несут уголовную, административную и иную ответственность в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Руководители и должностные лица организаций, лица, назначенные ответственными за обеспечение пожарной безопасности в установленном порядке, должны обеспечивать своевременное выполнение требований пожарной безопасности, предписаний, постановлений и иных законных требований государственных инспекторов по пожарному надзору.

При проведении работ в лесу горюче-смазочные материалы необходимо хранить в закрытой таре, очищать в пожароопасный сезон места хранения от растительного покрова, древесного хлама, других легковоспламеняющихся материалов и окаймлять минерализованной полосой шириной не менее 1,4 метра.

При складировании древесины должны соблюдаться противопожарные разрывы. Подрядная организация должна иметь в лесу в местах выполнения работ противопожарное оборудование и средства для тушения лесных пожаров, содержать указанное оборудование и средства в пожароопасный сезон в полной готовности. На пожароопасный сезон в подразделениях, осуществляющих работы в лесу, строительная организация обязана создать пожарную дружину из числа рабочих, служащих, также должна обеспечить дежурство этой дружины с транспортными средствами, противопожарным оборудованием и инвентарем в местах, согласованных с лесхозом. Засорение леса бытовыми отходами и отбросами, свалка мусора и строительных остатков в лесу запрещается.

					Социальная ответственность	Лист
						126
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Руководители подрядной организации, осуществляющей работы в лесу, перед началом пожароопасного сезона обязаны провести инструктаж рабочих, служащих о соблюдении требований пожарной безопасности в лесах, а также о способах тушения лесных пожаров.

Подрядная организация должна разработать инструкции о мерах пожарной безопасности, где необходимо отразить обязанности и действия работников при пожаре, в том числе правила вызова пожарной охраны, правила применения средств пожаротушения, определения мест курения.

При хранении на открытых площадках горючих строительных материалов, изделий и конструкций из горючих материалов, а также оборудования и грузов в горючей упаковке они должны размещаться в штабелях или группами площадью не более 100 м². Расстояние между штабелями (группами) и от них до подсобных зданий и сооружений должно быть не менее 24 м.

Противопожарное оборудование на производственных территориях, во временном жилом городке должно содержаться в исправном, работоспособном состоянии. Проходы к противопожарному оборудованию должны быть всегда свободны и обозначены соответствующими знаками. В местах, содержащих горючие и легковоспламеняющиеся материалы, курение должно быть запрещено, а пользование открытым огнем допускается только в радиусе более 50 м. Не разрешается накапливать на площадках горючие вещества (жирные масляные тряпки, опилки или стружки и отходы пластмасс), их следует хранить в закрытых металлических контейнерах.

Согласно Постановления Правительства РФ от 25.04.2012 №390, на территории строительных площадок и городков строителей предусмотреть установку средств звуковой сигнализации для оповещения людей на случай пожара (звуковое оповещение).

					Социальная ответственность	Лист
						127
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Огнетушители, ящики с песком, ведра, бочки с водой, щиты, инвентарь должны иметь соответствующую окраску. Каждому огнетушителю, поступившему в эксплуатацию, необходимо присвоить порядковый номер, обозначаемый краской на корпусе огнетушителя, и завести паспорт на него. Зарядка и перезарядка огнетушителей всех типов должна выполняться в соответствии с инструкциями по эксплуатации. Асбестовое полотно, войлок (кошму) рекомендуется хранить в металлических футлярах с крышками.

Размещение и обустройство склада ГСМ следует выполнять в строгом соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ от 25.04.2012 №390.

Проверка охраны труда третьими лицами

Постоянный контроль над соблюдением правил охраны труда осуществляется инженером по охране труда.

В качестве других проверяющих лиц могут выступать представители Заказчика, страховых компаний и федеральные органы исполнительной власти, осуществляющие функции по контролю и надзору в установленной сфере деятельности в соответствии с гл.57, статья 353 Трудового Кодекса.

Представитель Подрядчика должен уведомляться об их прибытии.

5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

- РД 39-00147105-015-98 [«Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов»](#);
- СНиП 3.05.06-85 «Электротехнические устройства»;
- РД 153-34.0-03.150-00 ПОТ РМ 016-2001 «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок»;
- ПУЭ «Правила устройства электроустановок», издание шестое, переработанное и дополненное, с изменениями и отдельные главы седьмого издания»;

					Социальная ответственность	Лист
						128
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

- СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования»;
- СП 36.13330.2012 «Свод правил. Магистральные трубопроводы»;
- СП 86.13330.2014. «Свод правил. Магистральные трубопроводы»;
- ГОСТ 12.0.003-74* «Опасные и вредные факторы»;
- ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ «Оборудование производственное. Общие требования безопасности»;
- ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ «Электробезопасность»;
- ГОСТ 12.1.003-2014 «Шум. Общие требования безопасности»;
- ГОСТ 12.1.012-2004 «Вибрационная безопасность»;
- ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность»;
- ГОСТ 12.2.016.1-91 - 12.2.016.5-91 Система стандартов безопасности труда. Оборудование компрессорное. Общие требования безопасности.

Заключение

В данной работе был рассмотрен ремонт магистрального нефтепровода методом установки ремонтной конструкции. Были изучены природные условия в районе пролегания трубопровода, которые оказались довольно суровые, так как в месте проведения работ располагаются болота, что значительно усложняет ремонт и повышает финансовые затраты, это требует использования специальной болотоходной техники.

Были проведены прочностные расчеты, которые включают в себя определения толщины стенки трубопровода, продольные осевые сжимающие напряжения. Была проведена проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций.

В технологической части были изучены типы ремонтных конструкций, виды дефектов, которые требуют их установки. Подробно был описан монтаж обжимной приварной муфты П2.

Экономическая часть представляет собой сравнение расчета стоимости проведения работ по ремонту методом установки муфты П2 и замены дефектного участка трубы. Был рассчитан фонд заработной платы, затраты на материалы и работу спецтехники.

В работе так же была затронута социальная ответственность, что является наиважнейшим аспектом, так-как забота о окружающей среде, жизни и здоровье людей, это приоритетная задача нашего времени.

Список используемой литературы

- 1 СНИП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы / Минстрой России. – М.: ГУПЦ ПП, 1997. – 52 с.
- 2 Бабин Л.А. и др. Типовые расчеты при сооружении трубопроводов. – М.: Недра. 1995 – 255 с.
- 3 СНИП III-42-80*. Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ. – М.: Стройиздат, 1985. – 80 с.
- 4 Бородавкин П.П. и др. Подводные трубопроводы. – М.: Недра, 1979. – 415 с.
- 5 Шаммазов А.М. и др. Подводные переходы магистральных нефтепроводов. – М.: Недра, 2000. – 236 с.
- 6 Зайцев К.И., Шмелева И.А. Справочник по сварочно-монтажным работам при строительстве трубопроводов. – М.: Недра, 1982. – 223 с.
- 7 Золотницкий Н.Д., Пчелинцев В.А. Охрана труда в строительстве. Учеб. для вузов. – М.: Высшая школа, 1978. – 408 с.
- 8 ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. – М.: Издательство стандартов, 1998. – 42 с.
- 9 Броун С.И., Кравец В.А. Охрана труда при сооружении газонефтепроводов и газонефтехранилищ. – М.: Недра, 1978. – 239 с.
- 10 Бородавкин П.П., Березин В.П. Сооружение магистральных трубопроводов. Учеб. для вузов. – М.: Недра, 1987. – 471 с.
- 11 РД 153-39.4-056-00. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов. – Уфа: ИПТЭР, 2000. – 150 с.
- 12 Паспорт подводного перехода магистрального нефтепровода «Калтасы – Уфа – II» через р.Калмашка
- 13 Технический отчет по диагностическому обследованию нефтепровода «Калтасы – Уфа – II» внутритрубным инспекционным прибором «Ультразвуковой дефектоскоп WM».

- 14 Технический отчет по полному обследованию ППМН «Калтасы – Уфа II» диаметром 720 мм. через р. Калмашка 107,8 км. трассы
- 15 Паспорт магистрального нефтепровода «Калтасы – Уфа II»
- 16 Паспорт очистного скребка СКР-1
- 17 РД 153–39.4–067–04* «Методы ремонта дефектных участков действующих магистральных нефтепроводов» – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2004. – 75 с.
- 18 Регламент по очистке магистральных нефтепроводов. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2005. – 15 с.
- 19 ВППБ 01-05-99. Правила пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов открытого акционерного общества «Акционерная компания по транспорту нефти «Транснефть». Зарегистрированы ГУ ГПС МВД РФ, введены с 01.08.00. – 45 с.
- 20 ВСН 006-89. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка. – М.: Миннефтегазстрой, 1990. – 96 с.
- 21 ВСН 008-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция. – М.: Миннефтегазстрой, 1990. – 85 с.
- 22 ВСН 010-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Подводные переходы. – М.: Миннефтегазстрой, 1990. – 88с.
- 23 ВСН 011-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание. – М.: Миннефтегазстрой, 1990. – 101 с.
- 24 ВСН 012-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ. – М.: Миннефтегазстрой, 1990. – 78 с.
- 25 ВСН 014-89. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Охрана окружающей среды. – М.: Миннефтегазстрой, 1990. – 92 с.

- 26 ВСН 007-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Конструкции и баллаستировки. – М.: Миннефтегазстрой, 1990. – 98 с.
- 27 Паспорт прибора толщиномер МТ-50НЦ
- 28 Соловьева И.А. Методика расчета экономической эффективности. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1999. – 32 с.
- 29 РД 102-011-89. Охрана труда. Организационно-методические документы. – Уфа: ВНИИСПТнефть, 1995. – 68 с.
- 30 Технология проведения работ по диагностированию действующих магистральных нефтепроводов внутритручными инспекционными снарядами. – М.: «АК «Транснефть», ЦТД, 1994. – 256 с.
- 31 ГОСТ 25812-83. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. – М.: Изд-во стандартов, 1983. – 64 с.
- 32 Правила охраны магистральных трубопроводов. Подводные переходы. М.: Миннефтегазстрой, 1993. – 205 с.
- 33 РД 153 – 39.4Р – 130 – 2002* «Регламент по вырезке и врезке «катушек», соединительных деталей, заглушек, запорной и регулирующей арматуры и подключению участков магистральных нефтепроводов» М.: ОАО «АК «Транснефть», 2004. – 256 с.
- 34 ГГН 2.25 686-98. Предельно-допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы. Минздрав России. - 1998. – 28 с.
- 35 Регламент представления срочных донесений об авариях и отказах на магистральных нефтепроводах, НПС и РП и их учет. Утв. ОАО «АК «Транснефть» 30.12.2000. – 23 с.